

Zadání diplomové práce

Student: **Bc. Mario Machů**

Studijní program: N2109 Metalurgické inženýrství

Studijní obor: 2109T025 Tepelná technika a průmyslová keramika

Téma: Mikroturbina v kogenerační jednotce - posouzení z hlediska technologického, ekologického a ekonomického
CHP with Microturbine in Terms of Technological, Environmental and Economical Examination

Zásady pro vypracování:

1. Popis technologie kogeneračních jednotek. Uplatnění mikroturbiny.
2. Posouzení ekologického hlediska - dopady na životní prostředí.
3. Ekonomické zhodnocení při použití mikroturbiny.

Seznam doporučené odborné literatury:

1. KRBEK, J., POLESNÝ B. Malé kogenerační jednotky v komunální a průmyslové energetice. 1. vyd. Brno : PC-DIR Real, s.r.o., 1999. 114 s. ISBN 80-85895-23-4.
2. ŠUROVSKÝ, J. Mikroturbina. 1. vyd. Praha : Instalace Praha, 2003. 220 s.
3. MÁČE, M. Finanční analýza investičních projektů. Praha : GRADA Publishing, a.s., 2006. 77 s. ISBN 80-247-1227-0


Formální náležitosti a rozsah diplomové práce stanoví pokyny pro vypracování zveřejněné na webových stránkách fakulty.

Vedoucí diplomové práce: **doc. Ing. Adéla Macháčková, Ph.D.**

Konzultant diplomové práce: doc. Ing. Zuzana Klečková, CSc.
Ing. Kateřina Ksandrová

Datum zadání: 30.11.2009

Datum odevzdání: 20.04.2010


prof. Ing. Miroslav Příhoda, CSc.
vedoucí katedry




prof. Ing. Ludovít Dobrovský, CSc., Dr.h.c.
děkan fakulty

Zásady pro vypracování diplomové práce

I.

Diplomovou prací (dále jen DP) se ověřují vědomosti a dovednosti, které student získal během studia, a jeho schopnosti využívat je při řešení teoretických i praktických problémů.

II.

Uspořádání diplomové práce:

- | | |
|--|------------------------------|
| 1. Titulní list + zásady pro vypracování DP | 5. Textová část DP |
| 2. Prohlášení + místopřísežné prohlášení | 6. Seznam použité literatury |
| 3. Abstrakt + klíčová slova česky a anglicky | 7. Přílohy |
| 4. Obsah DP | |

ad 1) Titulním listem je originál zadání DP, který student obdrží na své oborové katedře. Za titulním listem následují tyto „Zásady pro vypracování diplomové práce“.

ad 2) Prohlášení + místopřísežné prohlášení napsané na zvláštním listě (student jej obdrží na své oborové katedře) a vlastnoručně podepsané studentem s uvedením data odevzdání DP. *V případě, že DP vychází ze spolupráce s jinými právníckými a fyzickými osobami a obsahuje citlivé údaje, je na zvláštním listě vloženo prohlášení spolupracující právnícké nebo fyzické osoby o souhlasu se zveřejněním DP.*

ad 3) Abstrakt a klíčová slova jsou uvedena na zvláštním listě česky a anglicky v rozsahu max. 1 strany pro obě jazykové verze.

ad 4) Obsah DP se uvádí na zvláštním listě. Zahrnuje názvy všech očíslovaných kapitol, podkapitol a statí textové části DP, odkaz na seznam příloh a seznam použité literatury, s uvedením příslušné stránky. Předpokládá se desetinné číslování.

ad 5)

Textová část DP obvykle zahrnuje:

- Úvod, obsahující charakteristiku řešeného problému a cíle jeho řešení v souladu se zadáním DP;
- Vlastní rozpracování DP (včetně obrázků, tabulek, výpočtů) s dílčími závěry, vhodně členěné do kapitol a podkapitol podle povahy problému;
- Závěr, obsahující celkové hodnocení výsledků DP z hlediska stanoveného zadání.

DP bude zpracována v rozsahu min. 45 stran (včetně obsahu a seznamu použité literatury). Text musí být napsán vhodným textovým editorem počítače po jedné straně bílého nelesklého papíru formátu A4 při respektování následující **doporučené** úpravy - písmo Times New Roman (nebo podobné) 12b; řádkování 1,5; okraje – horní, dolní – 2,5 cm, levý – 3 cm, pravý 2 cm. Fotografie, schémata, obrázky, tabulky musí být očíslovány a musí na ně být v textu poukázáno. Budou zařazeny průběžně v textu, pouze je-li to nezbytně nutné, jako přílohy (viz ad 7).

Odborná terminologie práce musí odpovídat platným normám. Všechny výpočty musí být přehledně uspořádány tak, aby každý odborník byl schopen přezkoušet jejich správnost. U

vzorců, údajů a hodnot převzatých z odborné literatury nebo z praxe musí být uveden jejich pramen - u literatury citován číselným odkazem (v hranatých závorkách) na seznam použité literatury.

Nedostatky ve způsobu vyjadřování, nedostatky gramatické, neopravené chyby v textu mohou snížit klasifikaci práce.

ad 6) DP bude obsahovat alespoň 15 literárních odkazů, z toho nejméně 5 v některém ze světových jazyků.

Seznam použité literatury se píše na zvláštním listě. **Citaci literatury je nutno uvádět důsledně v souladu s ČSN ISO 690.** Na práce uvedené v seznamu použité literatury musí být uveden odkaz v textu DP.

ad 7) Přílohy budou obsahovat jen ty části (speciální výpočty, zdrojové texty programů aj.), které nelze vhodně včlenit do vlastní textové části např. z důvodu ztráty srozumitelnosti.

III.

Diplomovou práci student odevzdá ve dvou knihařsky svázaných vyhotoveních, pokud katedra garantující studijní obor neurčí jiný počet. Vnější desky budou označeny takto:

nahore: *Vysoká škola báňská - Technická univerzita Ostrava*
Fakulta metalurgie a materiálového inženýrství
Katedra

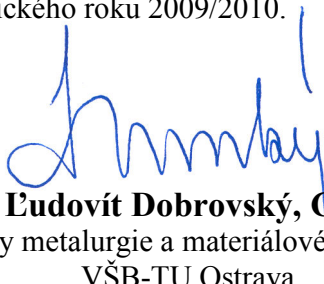
uprostřed: *DIPLOMOVÁ PRÁCE*

dole: *Rok* *Jméno a příjmení*

Kromě těchto dvou knihařsky svázaných výtisků odevzdá student kompletní práci také v elektronické formě do IS EDISON včetně abstraktu a klíčových slov v češtině a angličtině.

IV.

Diplomová práce, která neodpovídá těmto zásadám, nemůže být přijata k obhajobě. Tyto zásady jsou závazné pro studenty všech studijních programů a forem magisterského, resp. navazujícího magisterského studia fakulty metalurgie a materiálového inženýrství Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava od akademického roku 2009/2010.



Ostrava 30. 11. 2009

Prof. Ing. Ludovít Dobrovský, CSc., Dr.h.c.
děkan fakulty metalurgie a materiálového inženýrství
VŠB-TU Ostrava

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že

- jsem byl(a) seznámen(a) s tím, že na moji diplomovou práci se plně vztahuje zákon č. 121/2000 Sb. – autorský zákon, zejména §35 – užití díla v rámci občanských a náboženských obřadů, v rámci školních představení a užití díla školního (§60 – školní dílo);
- беру на ве́доміі, že Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava (dále jen VŠB – TUO) má právo nevýdělečně ke své vnitřní potřebě diplomovou práci užít (§35 odst. 3);
- souhlasím s tím, že diplomová práce bude archivována v elektronické formě v databázi Ústřední knihovny VŠB – TUO a jeden výtisk bude uložen u vedoucího diplomové práce. Souhlasím s tím, že údaje o diplomové práci budou zveřejněny v informačním systému VŠB-TUO;
- bylo sjednáno, že s VŠB – TUO, v případě zájmu z její strany, uzavřu licenční smlouvu s oprávněním užít dílo v rozsahu §12 odst. 4 autorského zákona;
- bylo sjednáno, že užít své dílo – diplomovou práci nebo poskytnout licenci k jejímu využití mohu jen se souhlasem VŠB – TUO, která je oprávněna v takovém případě ode mne požadovat přiměřený příspěvek na úhradu nákladů, které byly VŠB – TUO na vytvoření díla vynaloženy (až do jejich skutečné výše);
- беру на ве́доміі, že odevzdáním své diplomové práce souhlasím s jejím zveřejněním podle zákona č. 111/1998 Sb., o vysokých školách a o změně a doplnění dalších zákonů (Zákon o vysokých školách) bez ohledu na výsledek její obhajoby.

Místopřísežně prohlašuji, že jsem celou diplomovou práci vypracoval(a) samostatně.

V Ostravě 20.4.2010

.....
podpis (jméno a příjmení studenta)

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá technickým, environmentálním a ekonomickým hodnocením použití mikroturbíny v kogenerační jednotce. V úvodní části jsou obecně popsány základy kombinované výroby a tepla, v současnosti komerčně dostupné mikroturbínové kogenerační jednotky se zaměřením na mikroturbíny Capstone a stručné srovnání se spalovacími motory. Další část se pak zaměřuje na přínosy použití mikroturbín pro životní prostředí, např. úspory energie a snížení emisí znečišťujících látek do ovzduší. Poslední část obsahuje ekonomické hodnocení investice do kogenerace s mikroturbínami na příkladu administrativních a ubytovacích budov.

Klíčová slova: kombinovaná výroba tepla a elektřiny; mikroturbíny; technické, environmentální a ekonomické hodnocení

Abstract

The thesis deals with technical, environmental and economic evaluation of usage microturbine in cogeneration unit. First part contains a general description of basics of combined heat and power, commercially available microturbine CHP units today with focus on Capstone microturbines and brief comparison with internal combustion engines. Next part is focusing on benefits of usage microturbines for environment, e.g., energy savings and reduction of air pollutants. Last part contains an economic evaluation of investment in cogeneration with microturbines on example of administration and accomodation buildings.

Keywords: combined heat and power; microturbines; technical, environmental and economic evaluation

Seznam použitých veličin

a_0	technická práce	(J.kg ⁻¹)
ARR	průměrná výnosnost investice	(%)
C	jednotková cena	(Kč.kWh ⁻¹)
c	koncentrace	(mg.m ⁻³)
CK	cizí kapitál	(Kč)
c_p	měrná tepelná kapacita při stálém tlaku	(J.kg ⁻¹ .K ⁻¹)
CSH	čistá současná hodnota	(Kč)
d	délka	(mm, cm)
DN	doba návratnosti	(rok)
E	elektrická energie	(MWh, GJ)
f	frekvence	(Hz)
F_p	volný peněžní tok	(Kč)
I	kapitálový výdaj	(Kč)
i	úroková míra	(1)
K	kapitál	(Kč)
L_p	intenzita hluku	(dB)
M	množství emisí	(kg)
m	hmotnost	(kg)
m	měrné emise	(kg.GJ ⁻¹ , kg.MWh ⁻¹)
\dot{m}	hmotnostní tok	(kg.s ⁻¹)
N	náklady	(Kč)
n_i	měrné investiční náklady	(Kč.kW _e ⁻¹)
p	tlak	(Pa, bar)
P_e	elektrický výkon	(kW, MW)
P_n	peněžní příjem	(Kč)
P_t	tepelný výkon	(kW)
Q	tepelná energie	(GJ, MWh)
q	teplo	(J.kg ⁻¹)
Q_i	výhřevnost	(MJ.m ⁻³ , MJ.kg ⁻¹)
Q_s	spalné teplo	(MJ.m ⁻³ , MJ.kg ⁻¹)
RPM	otáčky	(min ⁻¹)
\check{s}	šířka	(mm, cm)
T	absolutní teplota	(K)
t	teplota	(°C)
t	sazba daně z příjmu	(1)
UPE	úspora primární energie	(%)
v	měrný objem	(m ³ .kg ⁻¹)
v	výška	(mm, cm)
VK	cizí kapitál	(Kč)
WI	Wobbeho číslo	(kWh.m ⁻³)
α	výkonový teplota součinitel	(%)
α_r	roční teplota součinitel	(%)
ε	kompresní poměr	(1)
η	účinnost	(1)
κ	Poissonova konstanta	(1)
σ	teplota součinitel výroby	(1)

τ	doba reakce	(s)
τ	doba provozu	(hod)
τ_{\max}	doba využití maximálního výkonu	(hod)
Φ	relativní vlhkost vzduchu	(%)
φ	stupeň plnění	(1)

indexy:

c	celkový
CK	celkový kapitál
e	elektrický
el	elektrická energie
i	investiční
KVET	vztahující se ke kombinované výrobě elektřiny a tepla
n	nominální
NT	v době nízkého tarifu
ODV	pocházející z oddělené výroby
pal	palivový
prum	průměrný
R	referenční
r	roční
sl	služby
ŠL	škodlivé látky
t, q	teplo, tepelný
údr	údržba
VK	vlastní kapitál
VT	v době vysokého tarifu
ZP	zemní plyn

Seznam zkratek

BPS	bioplynová stanice
CARB	Kalifornská rada pro čistotu ovzduší (California Air Resources Board)
CCF	kumulovaný tok hotovosti
CZT	centrální zásobování tepla
ČOV	čistírna odpadních vod
DCCF	diskontovaný kumulovaný tok hotovosti
EC	Evropská rada (European Council)
HPNG	zemní plyn o vysokém tlaku (high pressure natural gas)
IBC	invertovaný Braytonův cyklus (inverted Brayton Cycle)
iCHP	integrovaná kombinovaná výroba energií (integrated combined heat and power)
IRR	vnitřní výnosová míra (internal rate of return)
ISO	Mezinárodní organizace pro normalizaci (International Organisation for Standardization)
KJ	kogenerační jednotka
KS	kogenerační systém
KVET	kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LPNG	zemní plyn s nízkým tlakem (low pressure natural gas)
LTO	lehký topný olej
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MT	mikroturbína
MTBE	methyl terciální butyl ether
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NMVOC	nemetanové těkavé uhlovodíky (non-methane volatile organic compounds)
NPK	nejvyšší přípustná koncentrace
NT	nízký tarif
ODV	oddělená výroba
OKR	Ostravsko-karvinský revír
ORC	organický Rankinův cyklus (organic Rankine cycle)
OZE	obnovitelné zdroje energie
PČ	palivový článek
PJ	primární jednotka
PIT	plynová turbína
PT	parní turbína
SCZT	síť centrálního zásobování teplem
SFŽP	Státní fond životního prostředí
SM	spalovací motor
TUV	teplá užitková voda
VOC	těkavé organické látky (volatile organic compounds)
VT	vysoký tarif
ŽP	životní prostředí

OBSAH

1	Úvod	6
2	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla.....	7
2.1	Legislativa	7
2.1.1	Legislativa	7
2.1.2	Základní pojmy.....	7
2.1.3	Podpora.....	8
2.2	Výhody kogenerace	8
2.3	Nevýhody kogenerace	9
2.4	Typy kogenerace.....	10
2.5	Palivová základna	10
3	Technologie kogenerace	12
3.1	Technologie	12
3.1.1	Charakteristické ukazatele zdrojů KVET	12
3.1.2	Kritéria pro volbu technologie.....	14
3.2	Srovnání technologií.....	14
3.3	Současné a potenciální oblasti použití.....	15
3.4	Krytí potřeby energií provozem KJ	15
4	Mikroturbíny.....	17
4.1	Tepelný oběh mikroturbín	17
4.1.1	Termická účinnost cyklu	18
4.1.2	Možnosti zlepšení účinnosti	19
4.2	Základní části mikroturbín.....	20
4.3	Mikroturbíny Capstone.....	22
4.3.1	Základní části.....	22
4.3.2	Vlastnosti turbín Capstone.....	23
4.3.3	Korekce na reálné podmínky	24
4.3.4	Požadavky na palivo	25
4.3.5	Požadavky na údržbu.....	26
4.4	Mikroturbíny jiných výrobců.....	26
4.4.1	TA100	26
4.4.2	Ingersoll Rand	26
4.4.3	Turbec	27
4.4.4	Talbott.....	28
4.4.5	Shrnutí	28
4.5	Srovnání s pístovými motory.....	29
5	Ekologické hodnocení	31
5.1	Legislativa ochrany ŽP týkající se KVET	31
5.2	Emise mikroturbín	31
5.2.1	CO.....	32
5.2.2	NO _x	32
5.2.3	NMVOC	33
5.2.4	TZL, SO ₂	33
5.2.5	CO ₂	33
5.3	Emisní limity	34
5.4	Úspory primární energie	36
5.5	Snížení emisí použitím KJ	37
5.6	Shrnutí	38
6	EKONOMIKA KVET	40
6.1	Náklady kombinované výroby energií.....	40

6.1.1	Investiční náklady	40
6.1.2	Provozní náklady	41
6.1.3	Odpisy.....	41
6.2	Hodnocení ekonomické efektivity	42
6.2.1	Doba návratnosti.....	42
6.2.2	Aktualizace příjmových a výdajových položek – čistá současná hodnota.....	43
6.2.3	Průměrná výnosnost investice	44
6.2.4	Vnitřní úroková míra	44
7	EKONOMICKÉ HODNOCENÍ	45
7.1	Výpočet pro blok administrativních budov	45
7.1.1	Vstupní hodnoty	45
7.1.2	Náklady na údržbu.....	46
7.1.3	Výpočet.....	46
7.1.4	Hodnocení.....	48
7.2	Další varianty.....	48
7.3	Vliv změny vstupních parametrů.....	49
7.4	Zhodnocení investice	50
8	Závěr	51
	SEZNAM LITERATURY.....	52
	Seznam obrázků.....	54
	Seznam tabulek.....	55
	Přílohy	56

1 Úvod

Energetické potřeby lidstva stále rostou, a to nejen vlivem rostoucího počtu lidí na planetě, ale především vlivem rostoucí spotřeby primárních energií v přepočtu na hlavu ve vyspělých státech. Ta roste i přes několik desetiletí vývoje úspornějších elektrických spotřebičů. K zpomalení nárůstu přispívá výstavba budov se stále lepšími izolačními vlastnostmi plášťů, dodatečná izolace těch starých, lepší regulace vytápění a úspory spotřebitelů vyvolané jednak environmentální uvědomělostí, jednak a to hlavně rostoucími cenami tepla, které rostou mimo jiné i právě kvůli těmto úsporám – do ceny tepla z centrálního zásobování se pak promítají zvýšené fixní náklady na údržbu stejně rozsáhlých sítí při menším množství spotřebovaného fyzického tepla.

Stejně tak rostou ceny elektrické energie, a přestože spotřebiče jsou stále úspornější, je jich stále více a tak spotřeba elektřiny domácnostmi neklesá. Růst ceny energií pak obecně souvisí i s horší dostupností klasických zdrojů primární energie, resp. s rostoucí náročností těžby fosilních paliv, tak jak jich na planetě ubývá, tento činitel stojí za trvalým nárůstem cen. Další vlivem pak jsou spekulace na světovém trhu paliv (cyklické změny cen s různou délkou cyklu) a naprosto nepředvídatelnými vlivy pak jsou přírodní katastrofy a války v místech těžby nebo zpracování surovin.

Racionálním pak je snaha šetřit tyto zdroje, využívat je s vyšší účinností než dosud nebo je zcela nahradit jinými – obnovitelnými zdroji energie. Úspor pak lze dosáhnout např. kombinovanou výrobou energií a decentralizací zdrojů energií, která vede ke snížení ztrát v rozvodech elektřiny a sítích CZT především.

Cílem této práce je zhodnotit možnost nasazení mikroturbín v kombinované výrobě tepla a elektřiny, a to z technického, ekologického a ekonomického hlediska, které je často rozhodující. Ve své výkonové kategorii mají mikroturbíny v současnosti konkurenci v kogeneračních jednotkách se spalovacími motory, proto se srovnávat budou především s nimi – Stirlingovy motory a palivové články pak na významnější použití v energetice čekají, zatím hrají především z ekonomických důvodů marginální roli.

2 Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET) není v principu nový způsob uspokojování potřeby energií v průmyslové a komunální sféře, a v současnosti se poměrně jednoznačně preferuje před oddělenou výrobou elektřiny a tepla v klasických kondenzačních uhelných elektrárnách resp. plynových či uhelných výtopnách.

Vzhledem k omezené transformovatelnosti tepelné energie na jinou formu energie je obvykle cílem, co nejvyšší výroba energie elektrické pro její všestrannou použitelnost a obvykle zaručený odbyt na trhu [1].

2.1 Legislativa

Podmínky pro provozování upravuje množství předpisů, ať už se jedná o směrnici EU 2004/8 EC a na ni navazující zákony, jejich prováděcí předpisy (zpravidla vyhlášky MPO), vyhlášky a cenová rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, pravidla a v neposlední řadě předpisy o ochraně životního prostředí.

2.1.1 Legislativa

Základní legislativou upravující kogeneraci jsou tyto předpisy:

- Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů,
- Zákon č. 406/2006 Sb. o hospodaření energií,
- Vyhláška č. 439/2005 Sb., kterou se stanovují podrobnosti způsobu určení množství elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla a určení množství elektřiny z druhotných energetických zdrojů,
- Vyhláška č. 110/2008 Sb., kterou se mění vyhláška č. 439/2005 Sb.,
- Vyhláška č. 150/2001 Sb. MPO, kterou se stanoví minimální účinnost užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie,
- Vyhláška č. 150/2007 Sb. o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen,
- Vyhláška č. 51/2006 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě,
- Vyhláška č. 326/2005 Sb., kterou se stanoví podrobnosti měření elektřiny a předávání technických údajů [2].

2.1.2 Základní pojmy

Kombinovanou výrobou tepla a elektřiny se rozumí současná výroba tepelné energie a elektrické a/nebo mechanické energie v jednom procesu.

Užitečným teplem se rozumí teplo vyrobené v procesu kombinované výroby tepla a elektřiny k uspokojování ekonomicky odůvodněné poptávky po teple a chlazení.

Ekonomicky odůvodněnou poptávkou se rozumí poptávka, která nepřekračuje potřeby tepla nebo chlazení a která by byla jinak uspokojována za tržních podmínek jinými procesy výroby energie než kombinovanou výrobou tepla a elektřiny.

Elektřinou pocházející z kombinované výroby tepla a elektřiny se rozumí elektřina vyrobená v procesu spojeném s výrobou užitečného tepla a vypočtená podle metodiky uvedené v příloze II směrnice 2004/8 EC.

Celkovou účinností se rozumí roční objem výroby elektrické a mechanické energie a užitečného tepla dělený spotřebou paliva použitého k výrobě tepla v procesu kombinované výroby tepla a elektřiny a hrubé výroby elektrické a mechanické energie.

Účinností se rozumí účinnost vypočtená na základě „čistých kalorických hodnot“ paliv (označovaných rovněž jako „nižší kalorické hodnoty“).

Vysoce účinnou kombinovanou výrobou tepla a elektřiny se rozumí kombinovaná výroba tepla a elektřiny splňující kritéria přílohy III.

Referenční hodnotou účinnosti pro oddělenou výrobu se rozumí účinnost alternativních oddělených výrob tepla a elektřiny, které mají být nahrazeny procesem kombinované výroby tepla a elektřiny.

Poměrem elektrické energie a tepla se rozumí poměr mezi elektrickou energií vyráběnou kombinovanou výrobou a užitečným teplem při plném kombinovaném režimu na základě provozních dat konkrétní jednotky.

Kogenerační jednotkou se rozumí jednotka, která může pracovat v režimu kombinované výroby tepla a elektřiny.

Mikrokogenerační jednotkou se rozumí kogenerační jednotka s maximální kapacitou nižší než 50 kW_e [3].

2.1.3 Podpora

Podpora kombinované výroby tepla a elektřiny daná směrnicí 2004/8 EC se v ČR projevuje i finanční podporou, jejíž výši každoročně určuje Energetický regulační úřad svými cenovými rozhodnutími o cenách elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů energie, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných energetických zdrojů.

Z rozhodnutí je patrná preference malých zdrojů – kogenerace malého výkonu do 1 MW_e.

Pro elektřinu vyrobenou z kombinované výroby elektřiny a tepla s celkovým instalovaným výkonem výroby elektřiny do 1 MW_e včetně, s výjimkou výroby využívající obnovitelné zdroje energie nebo spalující degazační plyn, platí tyto ceny a určené podmínky:

Výrobce účtuje k ceně elektřiny provozovateli distribuční nebo přenosové soustavy příspěvek 470 Kč.MWh⁻¹ za každou vyrobenou MWh elektřiny, jejíž množství se určuje dle Vyhlášky č. 439/2005 Sb.

Jinou možností je případ, kdy výrobce elektřinu sám spotřebovává nebo dodává do rozvodné sítě v době platnosti vysokého tarifu může účtovat distributorovi elektřiny příspěvek k ceně elektřiny:

1800 Kč.MWh⁻¹ pro elektřinu vyrobenou v době trvání VT (8 hodin denně) nebo

1320 Kč.MWh⁻¹ pro elektřinu vyrobenou v době trvání VT (12 hodin denně).

Pro výroby s instalovaným elektrickým výkonem od 1 do 5 MW_e včetně platí pak analogicky tyto výše příspěvků: 390, 1320 resp. 1010 Kč.MWh⁻¹.

Kogenerační výrobě z výroby instalovaného výkonu nad 5 MW_e pak přísluší příspěvek 45 Kč.MWh⁻¹.

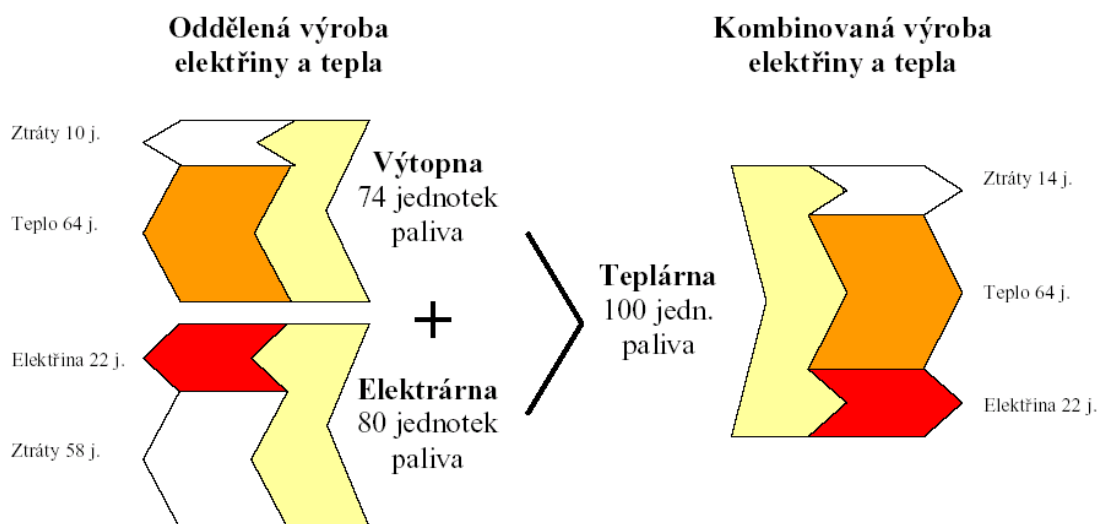
Pásmo VT stanoví obchodník s elektřinou, zákazník nebo přímo výrobce elektřiny. Výrobce elektřiny stanoví pásmo vysokého tarifu pouze v případě, pokud veškerou vyrobenou elektřinu sám také spotřebovává. Délka pásma a režim podpory je možné měnit vždy jen k 1. dni v měsíci [4].

Teplu vyrobené v KVET nijak podporováno není. Obecně je výhodné soustředit výrobu elektřiny (a tím i tepla) do pásma VT, není-li potřeba elektřiny a je-li špička odběru tepla mimo toto pásmo, teplo akumulovat v zásobníku vody.

Konstrukce podpor KVET využívajících obnovitelných zdrojů nebo degazačního plynu je obdobná, nerozlišuje však instalované výkonu a liší se výrazně vyššími příspěvky oproti užití fosilních paliv.

2.2 Výhody kogenerace

Základní výhodu KVET proti ODV je zvýšení účinnosti využití primárního paliva, tj. jeho úspor. Na obr. 1 je vidět klasický příklad úspor teplárny s el. účinností 22 % a tepelnou 64 % oproti kondenzační elektrárně s el. účinností 38 % (v českých podmínkách prozatím nereálná hodnota) a výtopně s tep. účinností 85 %. Tento případ ovšem nezohledňuje fakt, že mimo topnou sezónu může být a často je problém teplo upotřebit, zatímco poptávka po elektřině tak výrazně neklesá.



Obr. 1 Úspory KVET proti ODV

S úsporou paliv souvisí snížení zátěže životního prostředí emisemi látek znečišťujících ovzduší: CO, NO_x, SO₂, TZL a dalších. Snížení emisí je globální, lokálně může v místě zdroje naopak vzrůst. Navíc vzniká úměrně uspořenému palivu méně antropogenního CO₂, který je považován za hrozbu pro světové klima.

Některé technologie navíc při použití stejného množství stejného paliva tvoří méně polutantů díky jinému způsobu spalování či využití paliva.

Další výhody sdružené výroby energií jsou:

- snížení nákladů na distribuci energií, zdroj umístěn v místě spotřeby,
- snížení ztrát vznikajících v dlouhých rozvodech CZT, v elektrizační síti a několikerou transformací na požadované napětí,
- možnost využití obnovitelných zdrojů energie, lokálně se vyskytujících a vyráběných paliv (dřevní plyn, skládkový plyn, kalový plyn, bioplyn, biomasa),
- pohony kogeneračních jednotek jsou dodávány často v stavebnicovém provedení, u větších zařízení (s parní, plynovou, ORC turbínou) jako kompletní investiční celky snadno připojitelné k distribučním sítím,
- vznik konkurence výrobcům a distributorům energií [1].

2.3 Nevýhody kogenerace

Všechny uvedené výhody mohou být převáženy zásadní nevýhodou zdrojů KVET: vysokými investičními náklady a nutností vysoké roční doby využití zdroje.

V případě krátké doby využití se může stát investice ekonomicky ztrátovou. Ekonomická efektivita v tržním hospodářství je hlavní a omezující podmínkou pro nasazení a provoz, ačkoli se z různých důvodů do tržního prostředí zasahuje netržními mechanismy jako jsou dotace, povinné výkupy elektřiny, různé zdanění paliv a zpoplatnění emisí, které se obvykle netýká všech zdrojů, ale jen těch větších [1].

Předpoklad nezávislosti na vnějších dodavatelích energií, zhusta monopolních, nemusí být správný. Často jde o nahrazení jedné závislosti druhou závislostí - na dodavateli paliva, pokud neexistuje vlastní zdroj paliva (BPS, ČOV, důlní díla).

2.4 Typy kogenerace

Výrobu elektrické energie lze provést přímou či nepřímou transformací chemické energie obsažené v palivu.

U přímého způsobu transformace se chemická energie přeměňuje přímo v elektrickou energii, příkladem jsou palivové články. Přímý způsob má nižší „ztráty“, resp. vyšší elektrickou účinnost, avšak vývoj stále pokračuje, protože současná zařízení využívající palivové články mají vysoké pořizovací náklady, pracují s palivem, jehož výroba je energeticky náročná (vodík) a tím i neekologická a drahá, případně se palivo upravuje přímo v jednotce – a el. účinnost klesá na úroveň agregátů s nepřímou transformací energie.

Nepřímý způsob zahrnuje přeměnu chemické energie paliva jeho spálením v tepelnou energii – případně odběrem tepla z okolí (solární, geotermální energie pro Stirlingovy motory), která se v tepelném motoru přemění na energii mechanickou, kterou lze využít pro pohon strojů, nebo dále přeměnit na energii elektrickou. Všechny tyto přeměny jsou spojeny se „ztrátami“ energie – ztrátami tepla do okolí; třením v tepelném motoru, vzniká teplo, které lze za jistých podmínek využít; nebo ztráty při generování el. proudu.

Při použití obou způsobů transformace vzniká teplo a celková účinnost využití paliva pak záleží ve velké míře na schopnosti tohoto tepla využít [1].

2.5 Palivová základna

Volba paliva úzce souvisí s volbou pohonu KJ, často se volí pohon v závislosti na dostupném palivu.

Kritérii pro výběr paliva mohou být: dostupnost a spolehlivost dodávek paliva, způsob spalování, náklady na dopravu a skladování, nutnost úpravy před spalováním, způsob odstranění nežádoucích produktů spalování (vznikají-li) a především cena.

Pro kogeneraci je možné užít všech paliv dostupných na trhu použitelných pro ODV. Nejvíce užívanými jsou a nejspíše ještě několik desítek let budou konvenční paliva fosilního původu: hnědé, černé uhlí; zemní plyn a v malé míře LTO jako palivo pro náběh teplotenských bloků, krytí zimních špiček potřeby tepla v teplárnách s plynovými turbínami.

Menší podíl zaujímá fyto- a dendromasa ve všech svých formách a odvozeninách (dřevoplyn, bioplyn). Předpokládá se, že výroba bioplynu by se mohla značně rozšířit, čemuž zatím stále brání často odpor obyvatelstva dotčené lokality a především velké pořizovací náklady na vybudování bioplynové stanice, které stát kompenzuje zvýšenými výkupními cenami elektrické energie při povinných výkupu.

Naopak rozšířeným je využívání kalového plynu v ČOV nejčastěji ve spalovacích motorech a využívání důlního plynu z činných či uzavřených černouhelných dolů. Skládkový plyn má obdobné využití jako plyn důlní, ale jeho vlastnosti neumožňují dálkový rozvod a často není v dostatečné blízkosti skládky potřeba tepla [1].

Kapalná paliva vyrobená ze zemědělských produktů či zbytků jako methylestery řepkového oleje, metanol, etanol, MTBE a další, jsou užívána v dopravě, a to jen omezeně (s dotacemi resp. jako ze zákona povinné příměsi) nebo vůbec. Problémem pro využití v energetice je v našich podmínkách nízká energetická výtěžnost z domácích plodin (řepka olejka, cukrovka, brambory, kukuřice, obilí), která jen mírně převažuje nad energetickým vkladem do pěstování a v některých případech může být bilance i záporná. S tím přirozeně souvisí i ekonomická nevýhodnost jejich užití [5].

Některé pohony kogeneračních jednotek nemusí být poháněny spalováním paliva, ale k provozu postačí odpadní teplo z jiných technologií, to platí především pro Stirlingovy motory, turbíny s ORC či mikroturbíny za vysokoteplotními palivovými články. Stirlingovy motory může pohánět i solární energie [1].

3 Technologie kogenerace

Kogenerační jednotku tvoří několik základních částí:

- zařízení pro úpravu paliva – homogenizace, čištění od nežádoucích složek paliva; změna teploty či tlaku paliva,
- pohon (primární jednotka) – transformace chemické energie paliva na el. či mechanickou energii,
- zařízení pro výrobu a úpravu elektrické energie – el. generátor a kondicionér,
- zařízení pro rekuperaci tepelné energie – odvod tepelného výkonu skrze požadované médium (teplá, horká voda; pára, vzduch) [1].

3.1 Technologie

Jako primární jednotky lze užít těchto zařízení: paroplynové zařízení s rekuperací tepla, parní protitlakou turbínu, parní kondenzační odběrovou turbínu, plynovou turbínu s rekuperací tepla, spalovací pístový motor, mikroturbínu, Stirlingův motor, parní stroj, palivový článek, turbínu pracující s organickým Rankinovým cyklem, nebo jinou technologii splňující podmínku sdružené výroby energií [3].

3.1.1 Charakteristické ukazatele zdrojů KVET

Při popisu jednotlivých technologií KVET a hodnocení jejich provozu se používá celé řady ukazatelů.

Teplárenský modul je podíl výroby elektřiny k výrobě užitečného tepla za určité časové období v zařízení KVET. Značení a pojmenování veličin se liší v směrnici EC i v české legislativě, σ je tradiční české označení, odpovídá mu C , resp y . Teplárenskému modulu odpovídá poměr elektřiny k teple, „směrné číslo vyjadřující poměr výroby elektřiny v zařízení KVET“. Smysl je však stejný.

$$\sigma = \frac{E_{KVET}}{Q_{KVET}} \quad (1) \tag{1}$$

kde σ je teplárenský modul (1),

E_{KVET} - elektřina vyrobená v procesu KVET (GJ, MWh),

Q_{KVET} - teplo vyrobené v procesu KVET (GJ, MWh).

Elektrická účinnost představuje podíl vyrobené elektřiny ke spotřebovanému teple v palivu (příkonu paliva).

$$\eta_{KVET}^{el} = \frac{E_{KVET}}{Q_{pal}} \cdot 100 \quad (\%) \tag{2}$$

kde η_{KVET}^{el} je elektrická účinnost (%),

Q_{pal} - teplo dodané palivem (GJ, MWh).

Tepelná účinnost pak podíl vyrobeného tepla k teple v palivu spotřebovaném.

$$\eta_{KVET}^q = \frac{Q_{KVET}}{Q_{pal}} \cdot 100 \quad (\%) \quad (3)$$

kde η_{KVET}^q je tepelná účinnost (%).

Celková účinnost pak je podíl součtu vyrobené el. a tepelné energie ku spotřebovanému teplu.

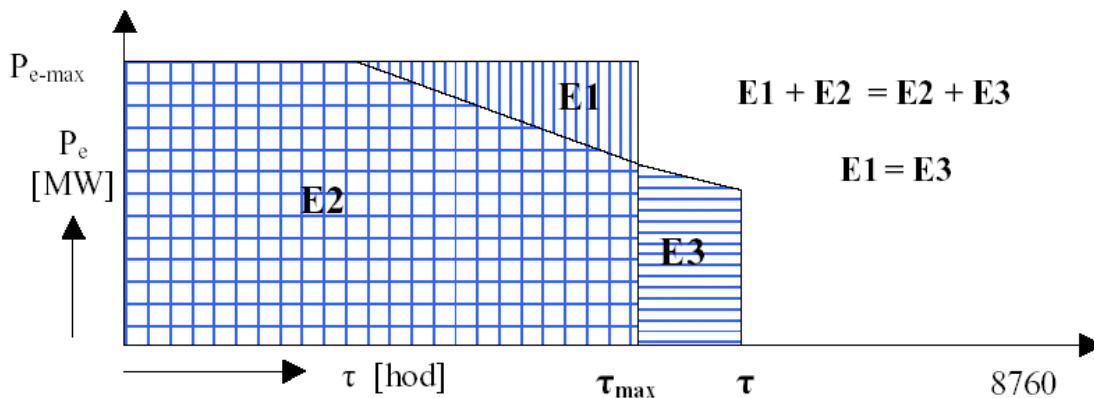
$$\eta_{KVET}^c = \frac{E_{KVET} + Q_{KVET}}{Q_{pal}} \cdot 100 = (\eta_{KVET}^{el} + \eta_{KVET}^q) \quad (\%) \quad (4)$$

kde η_{KVET}^c je celková účinnost (%).

Důležitými ukazateli jsou celková doba provozu τ a doba využití maximálního výkonu τ_{max} . Celková doba provozu zdroje KVET představuje součet všech hodin provozu v průběhu celého roku bez rozlišení, zda se jedná o provoz na částečný výkon nebo na trvalý výkon, zda se jednalo o provoz nepřetržitý v jednom časovém úseku, nebo přerušovaný, atd. Celková doba provozu se uvádí v hodinách. Evidence počtu provozních hodin má význam pro provádění běžné údržby a plánování odstávek kvůli provedení servisních prohlídek a přepokládaných generálních oprav.

Doba využití maximálního výkonu se obvykle vztahuje k elektrickému výkonu a představuje fiktivní dobu, za kterou se při maximálním výkonu vyrobí stejné množství el. energie jako za celý rok při reálném, výkonově proměnném provozu.

Vztah mezi τ a τ_{max} ukazuje obr. 2: jedná se o nahrazení plochy pod křivkou výkonu obdélníkovou plochou stejné velikosti o výšce maximálního elektrického výkonu.



Obr. 2 Doba využití a doba využití maximálního výkonu

Důležitým parametrem je pohotovost zdroje, zohledňující nutné časy odstávek, ať už plánovaných či neplánovaných, během provozu. Čím vyšší, tím spolehlivější dodávky jsou a kratší je i doba návratnosti.

Výkonový teplotní součinitel je poměr maximálního tepelného výkonu zdroje KVET ku maximálnímu tepelnému příkonu soustavy CZT:

$$\alpha = \frac{P_{t,KVET}}{P_{t,CZT}} \cdot 100 \quad (\%) \quad (5)$$

kde α je výkonový teplotní součinitel (%),

$P_{t,KVET}$ - maximální tepelný výkon zdroje KVET (kW, MW),

$P_{t,CZT}$ - maximální tepelný příkon (kW, MW).

Roční teplotní součinitel je pak definován podílem ročních dodávek tepla ze zdroje KVET do CZT k celkovým potřebám tepla v CZT:

$$\alpha_r = \frac{Q_{KVET}}{Q_{CZT}} \cdot 100 \quad (\%) \quad (6)$$

kde α_r je roční teplotní součinitel (%),

Q_{CZT} - roční potřeba tepla v CZT (GJ, MWh) [6, 7].

3.1.2 Kritéria pro volbu technologie

Základem rozhodnutí pro výběr technického řešení kogenerační výroby musí být jasné určení spotřeby vyrobené elektřiny a tepla – kdo je spotřebuje, kolik, jaké bude rozložení spotřeby v čase (den, týden, rok); a jaké palivo a v jaké ceně je k dispozici.

Obecně lze říci, že je preferována vyšší výroba elektrické energie, protože obvykle nevznikají problémy s umístěním na trhu, výhodnější však vždy je vlastní spotřeba vyrobené elektrické energie. Vyrobené teplo naopak nemusí najít odběratele v případě, že v dané lokalitě je přebytek tepelné energie (např. Ostrava) a její cena je nízká a nelze jí konkurovat, nebo se jedná odlehlé umístění daleko od míst spotřeby a náklady na odvedení tepelného výkonu by byly vysoké (stavba potrubních sítí, vysoké fixní náklady na údržbu) – to je obvykle případ skládek, stanic s důlní degazací, někdy BPS a ČOV – tehdy se volí zařízení s co nejvyšším teplotním modulem – spalovací motory nebo spalovací turbíny.

Pokud existují specifické požadavky na dodávky tepla v páře nebo technologickou páru určitých parametrů, nebude hlavním kritériem teplotní modul, ale teplota výstupních spalin.

Samozřejmě kritériem rozhodujícím pak bude ekonomické kritérium, a to vždy a zásadně [6, 7].

3.2 Srovnání technologií

V tab. 1 jsou shrnuty základní parametry používaných pohonů KJ, elektrická účinnost je vztažena k nominálnímu výkonu $P_{e,n}$ a polovičnímu výkonu jednotky $0,5 \cdot P_{e,n}$.

Tab. 1 Parametry pohonů KJ [1]

Typ PJ	P_e [MW]	Pohotovost [%]	η_{KVET}^{el} [%]		η_{KVET}^c [%]	σ [1]
			$P_{e,n}$	$0,5 \cdot P_{e,n}$		
PČ	0,04-50	90-92	37-45	37-45	85-90	0,8-1
PT	0,5-100	90-95	14-35	12-28	60-85	0,1-0,5
ORC	0,3-1,8	90-94	15-20	15-20	65-85	0,1-0,3
PIT	0,1-100	90-95	25-40	18-30	60-80	0,5-0,8
MT	90-95	90-95	30-40	20-30	65-85	0,6-0,85
Stirlingův motor	0,003-1,5	85-90	35-50	34-49	60-80	1,2-1,7
Vznětový motor	0,07-50	80-90	35-45	32-40	60-85	0,8-1,4
Zážehový motor	0,015-2	80-85	27-40	25-35	60-80	0,5-0,7

3.3 Současné a potenciální oblasti použití

V současnosti u nás má teplárenská výroba elektřiny a tepla dlouhou tradici v podobě rozšířených uhelných tepláren, zásobujících velké sídlištní celky a průmyslové závody. Tyto se v posledních dvou desetiletích přestavují často na plynové (Brno) nebo se adaptují na spoluspalování biomasy (Krnov), výjimečně na spalování jen biomasy. Staronovým trendem je i úprava velkých bloků, původně čistě kondenzačních elektráren na provoz z odběrem tepla.

Přirozené využití našly kogenerační jednotky v ČOV a na skládkách. S podporou využití degazačního plynu daného zákonem bylo možné začít využít jej v kogeneračních jednotkách (mimo závodní teplárny), bez této podpory (do roku 2005) nebylo možné je ekonomicky provozovat. Od roku 2005 byly instalovány v rámci OKR KJ o celkovém výkonu cca 16 MW_e, další se instalují a výhled provozu je minimálně do roku 2025 [8].

Dále jsou KJ využívány k zásobování energiemi v obchodních centrech (i k dodávkám chladu), nemocnicích, ubytovacích zařízeních (hotely, domovy důchodců), méně často v školních zařízeních, sportovních areálech. Drtivou většinou jsou tyto KJ na bázi spalovacích motorů.

V budoucnosti instalací bude pravděpodobně přibývat podle vzoru ze zahraničí, kde KJ často tvoří spolehlivé zdroje el. proudu a tepla nezávislé na el. síti všude tam, kde je požadován el. proud o špičkových parametrech a kde nelze tolerovat výpadky, což je případ např. počítačových center. A s rostoucími cenami dálkového tepla navíc přibývá i na sídlištích, kdy dochází k odpojování od SCZT a přechod k domovním plynovým kotelnám, příp. KJ [6].

3.4 Krytí potřeby energií provozem KJ

Požadavky spotřebitele – odběratele energií mohou být uspokojovány v tomto rozsahu:

- celého zatížení,
- základní úrovně zatížení,
- v době špičkového odběru,
- záložního zdroje,
- doplňkových služeb.

Krytí celého spotřeby energií se z důvodu obvykle velké nerovnoměrnosti mezi nejnižším a nejvyšším potřebným výkonem provádí provozem více KJ, jedna KJ by musela pracovat v širokém rozmezí výkonu a provoz na nižší než nominální výkon snižuje účinnost přeměny energie a to výrazně. Navíc některé agregáty mají omezený rozsah regulovatelnosti. Obecně se udává hranice 5000 hodin využití KJ pro hospodárný provoz [J].

Provoz KJ dimenzované na základní úroveň zatížení a krytí dalších potřeb z jiného zdroje (elektrizační síť, kotelna, výtopna, SCZT) přináší nejvyšší využití zařízení, čímž se snižují náklady na výrobu energií – investiční náklady se dělí na větší objem výroby.

Špičkové zatěžování KJ nemá z důvodů vysokých investičních nákladů smysl a nevyužívá se, vhodnější (levnější) jsou diesel generátory a kotle.

Záložní zdroj zvyšuje spolehlivost a pohotovost provozu KS s více KJ, kdy přinejmenším jedna z nich je odstavená do doby než je nutné nahradit výpadek některé z odstavených KJ kvůli poruše či údržbě.

Doplňkovými službami mohou být dodávky pro potřeby provozovatele elektrizační soustavy (terciární regulace, regulace napětí) nebo použití mobilního zdroje pro krytí dočasných potřeb elektrické, tepelné či mechanické energie např. na stavebách, při práci

v terénu apod. Takové dodávky energií jsou zvýhodněny vyššími cenami z toho důvodu, že odběratel není jinak schopen v daném čase a místě své potřeby zajistit jinak [1].

4 Mikroturbíny

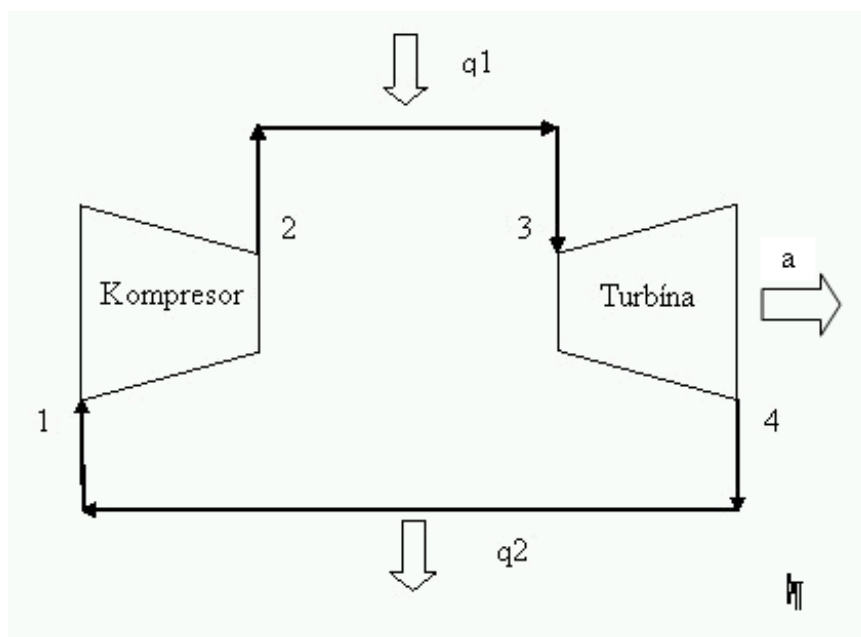
Velikost plynové turbíny nebo její název (průmyslová, aero-derivativní, miniturbína, mikroturbína) nemění nic na tom, že všechny jsou principiálně stejným tepelným strojem. Přeměňují tepelnou energii spalín nebo ohřátého stlačeného vzduchu na mechanickou energii a tu příp. dále na energii elektrickou.

Pro maximální energetický zisk je třeba, aby se obvodová rychlost konců rotorových listů blížila rychlosti zvuku – čím menší průměr turbíny, tím vyšších otáček je třeba dosáhnout. Mikroturbíny jsou vysokorychlostní tepelné stroje s otáčkami i nad 100000 za minutu.

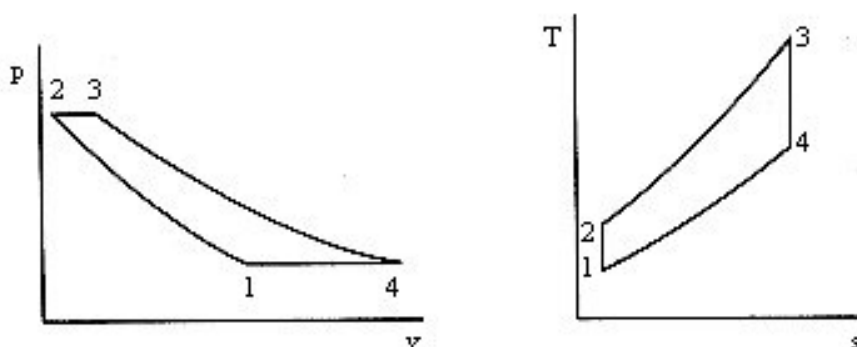
Za mikroturbínu lze považovat zařízení s elektrickým výkonem do 500 kW_e, podle některých až 1 MW_e [9, 1].

4.1 Tepelný oběh mikroturbín

Tepelný oběh mikroturbín se popisuje Braytonovým oběhem pro plynové turbíny se spalováním za stálého objemu, které se pro zjednodušení nahrazuje izobarickým přívodem a odvodem tepla pracovní látky tepelného oběhu – tak si ostatně představujeme i oběh plynových turbín s uzavřeným oběhem. Schéma oběhu je na obr. 3, jeho znázornění v diagramu p-v a T-s je na obr. 4.



Obr. 3 Schéma Braytonova oběhu



Obr. 4 Braytonův oběh v p-v a T-s diagramu

V teoretickém cyklu:

- 1-2 - adiabatická komprese plynu z tlaku p_1 na p_2 ,
- 2-3 – hoření směsi ve spalovací komoře – nahrazujeme příívodem tepla q_1 za stálého tlaku p_2 – izobarický děj,
- 3-4 – adiabatická expanze plynů v turbíně z tlaku p_2 na p_1 ,
- 4-1 – izobarické odníímání tepla q_2 plynu.

4.1.1 Termická účinnost cyklu

Je-li:

$$\varepsilon = \frac{v_1}{v_2} \quad (1) \quad (7)$$

kde ε je kompresní poměr (1),

v_1, v_2 - měrný objem vzduchu na vstupu/výstupu z kompresoru ($\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$).

$$\varphi = \frac{v_3}{v_2} \quad (1) \quad (8)$$

kde φ je stupeň plnění (1),

v_3, v_2 - měrný objem vzduchu na po/před dodáním tepla ($\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$).

Pak lze termickou účinnost odvodit takto:

$$\eta_t = \frac{a_0}{q_1} = \frac{q_1 - |q_2|}{q_1} = 1 - \frac{|q_2|}{q_1} \quad (1) \quad (9)$$

kde η_t je termická účinnost cyklu (1),

a_0 - technická práce získaná v jednom cyklu (plocha 1-2-3-4) ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1}$),

q_1 - teplo cyklu dodané ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1}$),

q_2 - teplo cyklu odebrané ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1}$).

Teplo odebrané a dodané cyklu pak:

$$|q_2| = c_p \cdot (T_4 - T_1) \quad (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1}) \quad (10)$$

$$q_1 = c_p \cdot (T_3 - T_2) \quad (\text{J} \cdot \text{kg}^{-1}) \quad (11)$$

kde c_p je měrná tepelná kapacita při stálém tlaku ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$),

T - termodynamická teplota v daných bodech cyklu (K),

Termická účinnost pak bude:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \quad (1) \quad (12)$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{\kappa-1} = \varepsilon^{\kappa-1} \quad (1) \quad (13)$$

kde χ je Poissonova konstanta (1).

Dále pak:

$$T_2 = T_1 \cdot \varepsilon^{\kappa-1} \quad (\text{K}) \quad (14)$$

$$\frac{T_3}{T_2} = \varphi \quad (1) \quad (15)$$

$$T_3 = T_2 \cdot \varphi = T_1 \cdot \varepsilon^{\kappa-1} \cdot \varphi \quad (\text{K}) \quad (16)$$

$$\frac{T_4}{T_3} = \left(\frac{v_3}{v_4} \right)^{\kappa-1} \quad (\text{K}) \quad (17)$$

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{\kappa}} \quad (1) \quad (18)$$

$$\frac{v_3}{v_4} = \left(\frac{p_4}{p_3} \right)^{\frac{1}{\kappa}} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{\kappa}} = \frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{\varepsilon} \quad (1) \quad (19)$$

Ze (16,17,19) pak:

$$T_4 = T_3 \left(\frac{1}{\varepsilon} \right)^{\kappa-1} = T_1 \cdot \varphi \quad (\text{K}) \quad (20)$$

Dosazením T_2, T_3, T_4 z (14, 16, 20) do (12):

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\varepsilon^{\kappa-1}} \quad (1) \quad (21)$$

Termická účinnost rovnotlaké plynové turbíny je kromě Poissonovy konstanty závislá jen na kompresním poměru [10].

4.1.2 Možnosti zlepšení účinnosti

Je otázkou zda lze čekat zvýšení termické a elektrické účinnosti mikroturbín tak jako se v průběhu času zlepšovala termická (a elektrická) účinnost plynových turbín z 20 % v sedmdesátých letech až na více než 40 %.

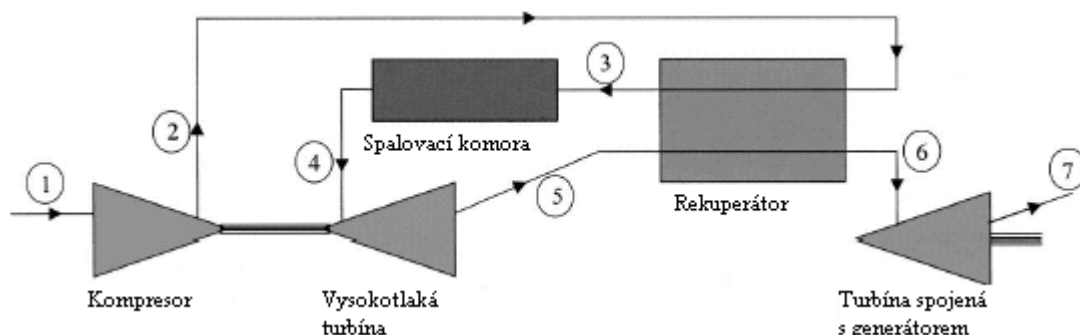
Zlepšení u plynových turbín bylo umožněno vývojem materiálů schopných snášet velké tlaky za vyšších teplot – teplota na vstupu do turbíny se zvýšila od 40. let 20. století z 540 °C na více než 1400 °C v současnosti. U mikroturbín byl naměřen optimální kompresní poměr vzduchu (přibližně 3,5-4), jeho dalším zvyšováním el. účinnost neroste, protože potřebný příkon kompresoru roste rychleji než výkon mikroturbíny.

Perspektivnější cestou se jeví zvyšování teploty T_3 , která je limitována současnými materiály – chlazení lopatek nebo použití lopatek keramických jako u velkých parních či plynových turbín pro mikroturbíny je ve stadiu úvah a vývoje. Odhaduje se, že při použití keramických lopatek a zvýšení teploty spalin lze dosáhnout el. účinnosti 40 %, společnost Wilson Turbopower předpověděla v roce 2002 až 50 % pro jednotku o výkonu 300 kW_e s třístupňovou turbínou s keramickými lopatkami a regenerátorem. Tato jednotka je ovšem stále ve fázi vývoje prototypu.

Proto většina výrobců šla cestou rekuperace části tepla z turbíny odcházejících spalin – předehřevem stlačeného spalovacího vzduchu - za cenu jisté tlakové ztráty průchodem přes výměník a tím zmenšení získané technické práce. Mikroturbíny rekuperované dosahují el. účinnosti 26-32 %, zatímco jednotky bez rekuperátoru 15-22 %.

Zvažovalo se a stále zvažuje použití mezichlazení – chlazení vzduchu mezi 1. a 2. kompresorem v kombinaci s rekuperátorem mezi 2. kompresorem a spalovací komorou, ale měření ukázala, že zvýšení účinnosti (kompresoru, potažmo celé mikroturbíny) není tak významné, aby ospravedlnilo nasazování konstrukčně složitých a drahých výměníků. Jako schůdnější se tento způsob jeví pro použití s plynovými turbínami vyšších výkonů.

Objevily se i alternativní cykly s dvěma turbínami (na obr. 5).



Obr. 5 Alternativní konfigurace mikroturbínového cyklu [10, 11]

Studený vzduch (1) se stlačuje v kompresoru, stlačený vzduch (2) se předehřívá v rekuperátoru a ohřátý (3) vstupuje do spalovací komory. Spaliny (4) pak částečně expandují ve vysokotlaké turbíně, která pohání kompresor vzduchu. Spaliny (5) pak v rekuperátoru předají část své tepelné energie spalovacímu vzduchu a pokračují (6) do turbíny, která pohání el. generátor. Odtud spaliny (7) odchází do výfuku nebo k využití k ohřevu topné vody. Elektrická účinnost takového uspořádání je vyšší než u cyklu s klasicky zařazeným rekuperátorem, ale jen v případě, že vstupní teplota spalin do 1. turbíny je výrazně vyšší než u mikroturbín současnosti (950 C), což je materiálově zatím neřešitelný problém [11].

Byla provedena i analýza možnosti využití tepla spalin vycházejících z turbíny jejich expanzí na tlak nižší než atmosférický, ochlazením a rekompresí na tlak výfuku. Tento „obrácený Braytonův cyklus“ – IBC (inverted Brayton cycle) má větší přínos pro systém bez rekuperátoru. Testování malého zařízení pracujícího s IBC ukázalo, že výroba elektřiny takto je principálně možná, ale účinnost byla extrémně nízká vzhledem k stávajícím zařízením, nehledě k nákladům na postavení takového tepelného stroje. V současnosti se tato cesta zdá být neschůdnou a zůstává předmětem zájmu spíše teoretického výzkumu než vývoje použitelné aplikace [11].

Byl modelován i efekt nástřiku vody nebo vodní páry do oběhu mikroturbíny s cílem využít teplo odcházející z turbíny (především v době, kdy není poptávka po tepelné energii) pro generování páry, která se následně vrací a vstupuje do běhu před turbínou. To vše za účelem zvýšení elektrické účinnosti zařízení – zlepšení ekonomiky provozu. Model prokázal, že by bez velkých nákladů bylo možné zvýšit el. účinnost až o 5 %. Tento postup se však v praxi zatím neujal na rozdíl od velkých plynových turbín [12].

4.2 Základní části mikroturbín

Některé komponenty mikroturbín jsou všem společné a najdeme je u všech typů. Je to především kompresor pracovní látky tepelného oběhu (nejčastěji vzduch), kompresor plyného paliva, je-li nutné zvýšit jeho tlak, spalovací komora, vlastní turbína, elektrický generátor a u většiny dodávaných mikroturbín rekuperátor.

Všechny tyto části plní stejnou funkci jako u velkých plynových turbín a jsou často vyráběné ze stejných materiálů.

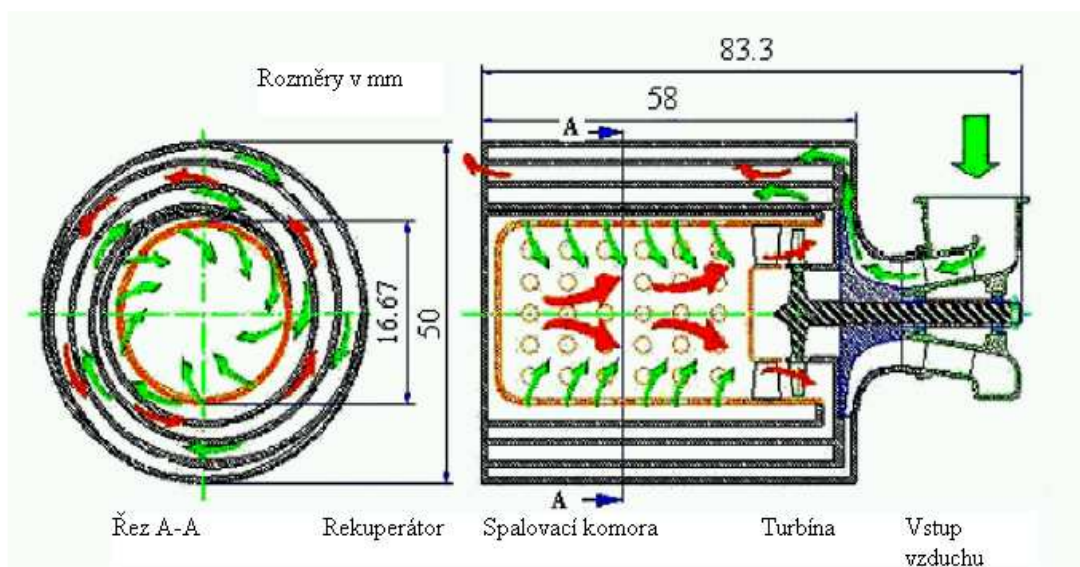
Co se kompresorů týče, obvykle se jedná o jednostupňové radiální kompresory a to především proto, že mnoho jejich částí lze vyrobít přesným litím bez složitého opracování, používané materiály (obvykle nerezavějící ocel) jsou na vysoké úrovni, a dokáží vyvolat vysoké výstupní rychlosti a tlaky vzduchu či plynu. Často tyto kompresory byly vyvinuty z turbovrtulových motorů a turbodmychadel. Např. MT250 Ingersoll Randu byla včetně kompresoru odvozena z turbíny o výkonu 1,7 MW_e [9].

Mezi spalovací komorou velké plynové turbíny a mikroturbíny není v zásadě významný rozdíl. Nejčastěji se jedná o prstencové komory s jednotlivými hořáky po obvodu

vyrobené z austenitické či feritické oceli vysoce legované niklem. Jen v případě mikroturbíny Talbott je použita keramická spalovací komora.

Turbíny většiny výrobců jsou radiální, jednostupňové, ačkoliv existují i návrhy, které kombinují axiální a radiální stupeň, což je konstrukce používaná některými velkými plynovými turbínami. Prozatím všechny jsou vyráběny z oceli, přechod na použití keramických materiálů (například Si_3N_4) s nízkou tepelnou roztažností a schopností tak odolávat prudkým změnám teplot při startu/odstavení mikroturbíny z provozu je ve fázi vývoje.

Rekuperátor je v zásadě nutností, existují sice ještě mikroturbíny bez něj, ale ty se používají tam, kde je potřebná vysoká výstupní teplota spalin pro výrobu páry například. Udává se, že předehřev spalovacího vzduchu zvyšuje el. účinnost cyklu mikroturbíny až 10 %, přestože tlakové ztráty v něm zmarňují část kompresní práce kompresoru. Vývoj stále probíhá a zaměřuje se především na zvýšení termické účinnosti rekuperátoru s nezvyšujícími se tlakovými ztrátami, a to vše v podmínkách prostorového a cenového omezení, žádá se kompaktní a výrobně levné řešení. Očekává se, že vysokoteplotní rekuperátory v budoucnosti budou schopné pracovat se spalinami o teplotě 1000 °C a vzduch předehřívat až na 700 °C.



Obr. 6 Rekuperátor typu Swiss-Roll [11]

Rekuperátory současnosti jsou vkládané do prostoru mezi turbínou a kompresor, jejich konstrukce se liší a často je výrobním tajemstvím výrobce mikroturbíny. Existují i návrhy rekuperátorů (na obr. 5) obklopujících přímo spalovací komoru, které snižují ztráty tepla do okolí. Dnešní rekuperátory jsou protiproudé, uvažuje se i o regenerátorech typu Ljungström s keramickým jádrem odolným teplotním výkyvům [9, 11].

Generátory mikroturbín jsou obvykle asynchronní s permanentními magnety, umožňují tak rozběh mikroturbíny. Protože elektrický proud generovaný těmito vysokootáčkovými generátory (až 120000 otáček za minutu) má příliš vysokou frekvenci, je třeba ji upravit pomocí usměrňovače a střídače, ze kterého vystupuje elektrický proud se žádanými parametry (3 fáze, frekvence 50/60 Hz – podle požadavku, některé mikroturbíny mohou dodávat i proud s nižší frekvencí), vždy je třeba se předem ujistit, zda parametry proudu umožňují připojení k veřejné síti. Dále součástí elektrické výstroje může být střídač proudu dodávaného integrovanému kompresoru plynu a střídač proudu ze záložního akumulátoru pro rozběh mikroturbíny při provozu bez připojení do sítě elektrického napětí.

Samozřejmostí je pak řídicí jednotka s počítačem, který řídí provoz mikroturbíny v závislosti na zadaných parametrech – sledování tepelného/elektrického výkonu,

předprogramované nastavení (např. podle odběrových diagramů) výkonu, dále reguluje množství spalovacího vzduchu v závislosti na změně výkonu apod. [13].

4.3 Mikroturbíny Capstone

Největší světový výrobce mikroturbín nabízí řadu typů mikroturbín (dělení podle výkonu, paliva, úrovně emisí), které mají v zásadě společnou konstrukci i vlastnosti. Popis se tedy zaměří jen na nejmenší z nich a na další bude jen odkázáno v přehledech parametrů.

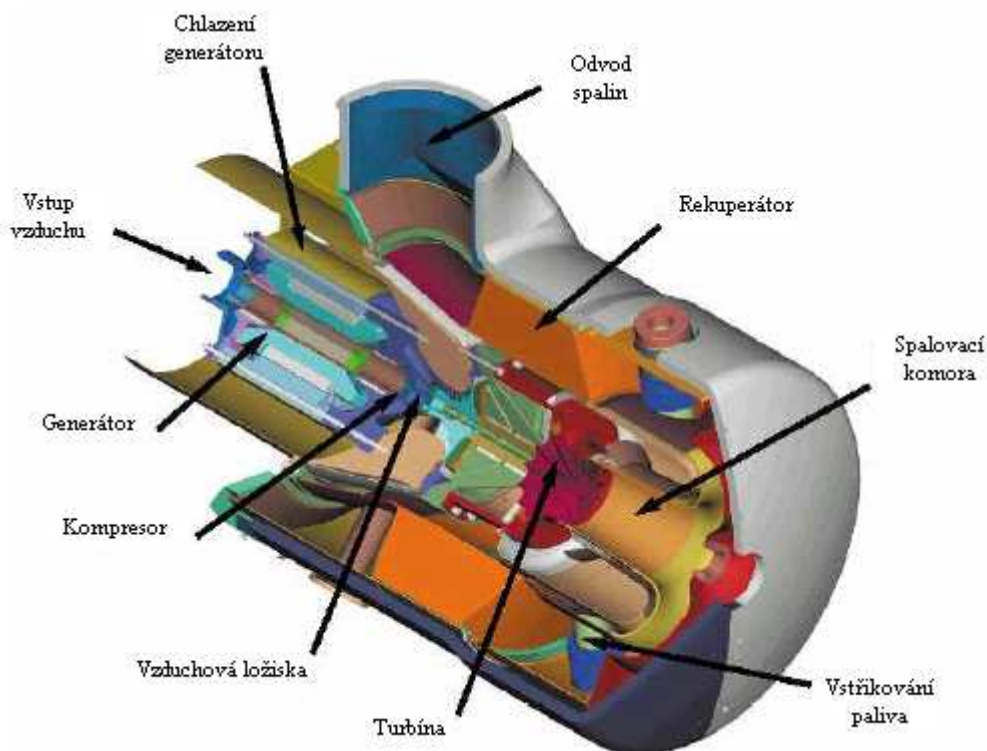
4.3.1 Základní části

Capstone C30 amerického výrobce Capstone Turbine Corporation je nízkoemisní, flexibilní zařízení s nízkými nároky na údržbu vhodné jako zdroje elektrické a tepelné energie schopné pracovat se širokou škálou paliv. Vnitřní uspořádání vlastního zařízení je na obr. 7 [14].

Jádro mikroturbíny tvoří kompresor, spalovací komora, turbína, generátor a rekuperátor (u modelu Simple Cycle chybí). Kompresor, turbína a generátor jsou na společné hřídeli uloženy v patentovaných plynových ložiscích, které eliminují potřebu olejového hospodářství. Otáčky turbíny dosahují $96000 \text{ ot.min}^{-1}$.

Capstone se rozhodl pro kompresory plynu nově používat kompresory typu Scroll společnosti Copeland. Tyto kompresory mají vyšší účinnost a jsou i tišší a jsou známé spíše ze zařízení pracujících s chladivem (např. tepelná čerpadla), kde musí operovat při nízkých teplotách.

Nutnost používat kompresor plynu záleží na připojení na rozvod plynu. Existují jak modely pro plyn s vysokým (HPNG – High Pressure Natural Gas) tak nízkým tlakem (LPNG – Low Pressure Natural Gas), které mají integrovaný kompresor plynu, podle posledních zpráv kompresor typu Scroll.



Obr. 7 Řez mikroturbínou Capstone C30

Spalovací komora je prstencová s přívody plynu a zapalovacími svíčkami po obvodu. Rekuperátor, který tvoří svařenec tenkých plechů vyplňujících prstenec je na obr. 8.



Obr. 8 Rekuperátor Capstone C30 [11]

Vysokorychlostní generátor je asynchronní - umožňuje rozběh mikroturbíny a je umístěn před vstupem spalovacího vzduchu do kompresoru, tento vzduch jej chladí. Elektrický proud proměnné vysoké frekvence je usměrněn a ve střídači získává požadované parametry v závislosti na nastavení provedeném řídicím počítačem jednotky. Třífázový proud je pak vyveden nejčastěji čtyřmi vodiči do elektrické sítě.

V případě, že se jedná o jednotku, určenou pro ostrovní provoz (stand-alone) nebo příležitostný provoz paralelně se sítí (dual mode), je třeba akumulátoru, dalšího střídače a usměrňovače proudu – pro rozběh kompresoru vzduchu stejnosměrným proudem resp. dobíjení akumulátoru proudem z generátoru. Taková verze KJ je pak výrazně těžší, až o několik set kilogramů [13].

4.3.2 Vlastnosti turbín Capstone

Základní vlastnosti mikroturbín vyráběných firmou Capstone Microturbine v tab. 2 jsou udávány výrobcem pro ISO (International Organization for Standardization) podmínky, tj. teplotu okolí 15 °C, relativní vlhkost vzduchu 60 % a tlak vzduchu 101,325 kPa.

Tab. 2 Vlastnosti mikroturbín Capstone [15, 16, 17]

Typ	C30	C65	C200
Palivo	zemní plyn, bioplyn, kalový plyn, skládkový plyn, LTO		
Výkon (kW _e , kW _t)	28-30/60	65/120	200/245
El. účinnost (%)	26	29	33
Napětí (VAC)	400 – 480		
Frekvence proudu (Hz)	50/60, v ostrovním provozu 10 – 60		
Teplota spalin (°C)	275 – 280	310	
Hmot. tok spalin (kg.s ⁻¹)	0,31	0,51	1,3
Rozměry š x d x v (mm)	762x1524x1956	762x1524x1931	1700x3660x2490

pokračování tab. 2

Hmotnost (kg)	405	1000	2776
Hm. s akumulátorem (kg)	578	1364	3413
Hlučnost v 10 m (dB)	65	70	65

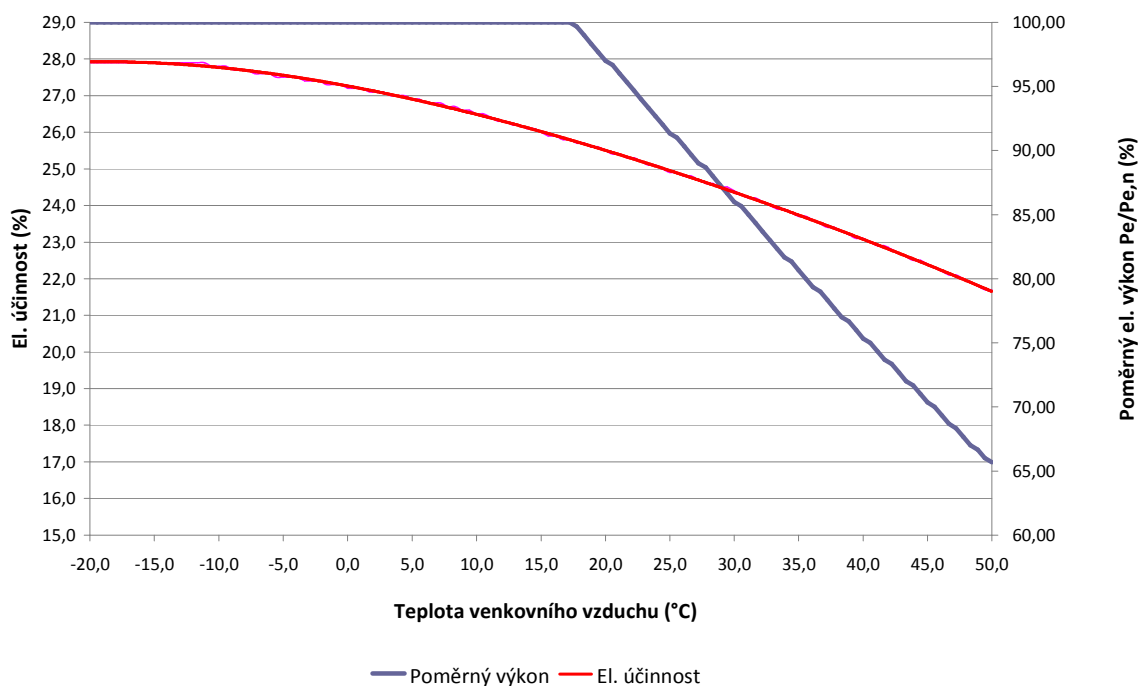
4.3.3 Korekce na reálné podmínky

Hodnoty výkonu a účinnosti jsou závislé i na okolních podmínkách, především na teplotě okolí – nasávaného spalovacího vzduchu; a nadmořské výšce - tlaku vzduchu. Tyto vlivy se uplatňují změnou hustoty vzduchu, což ovlivňuje práci kompresoru vzduchu. Závislosti el. výkonu a el. účinnosti na teplotě vzduchu a el. výkonu nadmořské výšce jsou na obr 9 a 10, které byly zhotoveny z přepočítavacích tabulek výrobce [15].

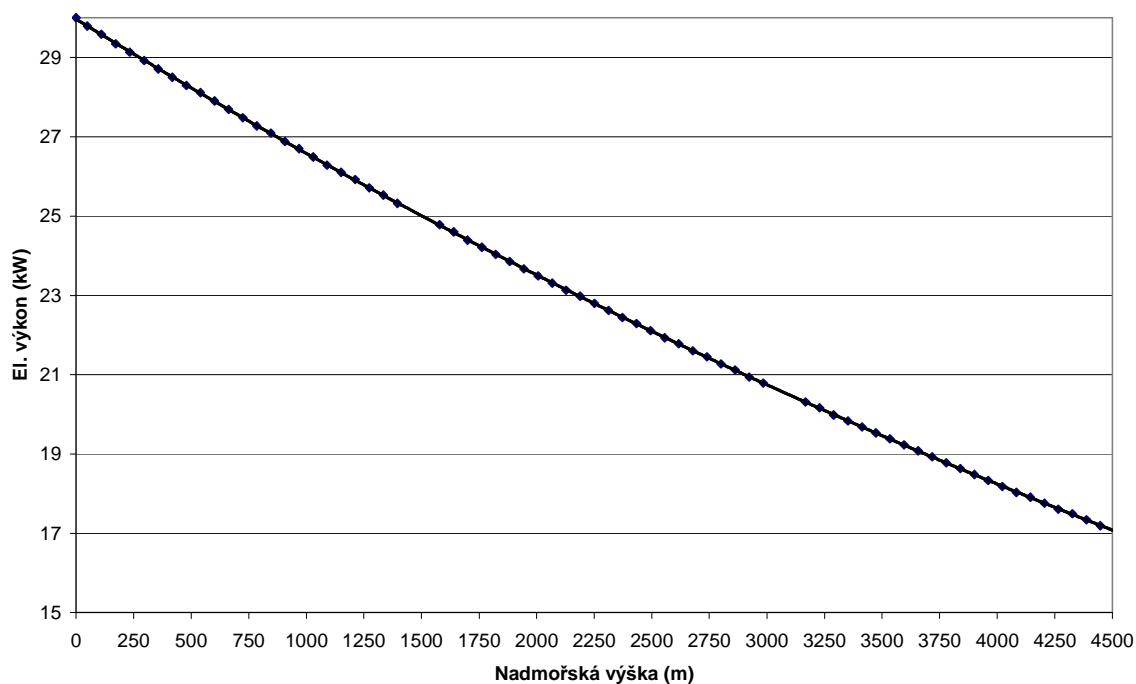
Z grafů je vidět, že výraznější pokles výkonu nastává až v nadmořských výškách nad 900 m (úbytek 10 % nominálního výkonu) a pokles účinnosti a výkonu vlivem teploty vzduchu v našich klimatických podmínkách také příliš nehrozí, pokles výkonu začíná od 18 °C a účinnosti od 25 °C (pokles na 25 % z 26 %). Naopak v zimních měsících lze očekávat zlepšení účinnosti agregátu - při teplotě -20 °C, které nastávají výjimečně, až k 28 %; běžněji při teplotě 5 °C mírně přesahují 27 %.

Obdobné závislosti platí i pro ostatní nabízené modely (C65, C200) ve všech variantách a obdobně pak pro mikroturbíny jiných výrobců s výjimkou mikroturbíny Talbott s uzavřeným oběhem, u kterého se vliv tlaku vzduchu okolí neprojeví.

Vliv nadmořské výšky na výkon KJ se spalovacím motorem se udává menší, ale podle [1, 15] jsou v zásadě stejné.

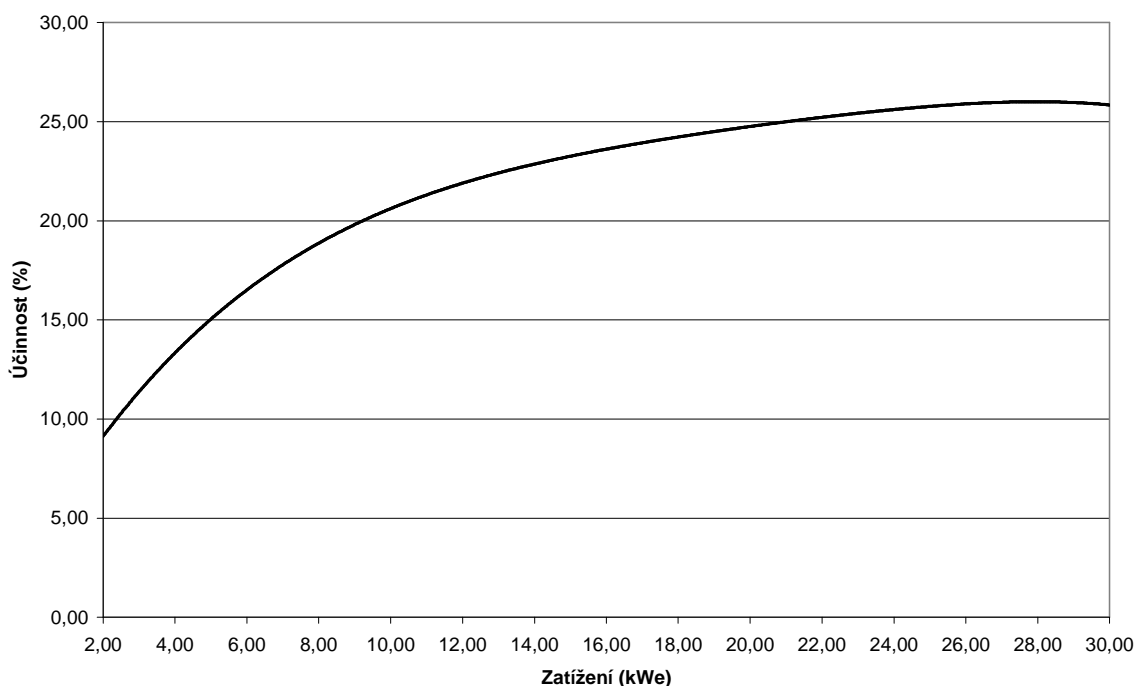


Obr. 9 Poměrný elektrický výkon a el. účinnost C30 v závislosti na teplotě okolí



Obr. 10 El. výkon C30 v závislosti na nadmořské výšce

Nejvýraznější vliv na účinnost však má provoz při nižším než jmenovitém výkonu. Závislost účinnosti na velikosti zatížení ukazuje obr. 11.



Obr. 11 El. účinnost C30 v závislosti na zatížení

Rozsah regulovatelnosti C30 a všech dalších typů mikrotubín Capstone je široký, ale je rozhodně lépe pracovat na plný výkon s využitím akumulace tepla a odstávkami během dne - najížděcí a sjížděcí sekvence jsou rychlé a neovlivňují životnost tak jako počet hodin v provozu [14].

4.3.4 Požadavky na palivo

Požadavky na palivo se liší u jednotlivých typů, shrnuty jsou v tab. 3. Potřebný tlak plynu je závislý na spalném teple/výhřevnosti topného plynu. Pokud je kompresor plynu integrovaný, je možné ztráty výkonu (a účinnosti) vlivem jeho práce určit z technických specifikací daného typu, pokud je použit kompresor jiný je třeba od výkonu mikroturbíny odečíst jeho potřebný příkon pro kompresi na požadovaný tlak.

Tab. 3 Požadavky mikroturbín Capstone na palivo [15, 16, 17]

Typ	Palivo	Spalné teplo (MJ.m^{-3})	Tlak plynu (kPa)
C30 HPNG	zemní plyn	30,7 – 47,5	310 - 379
C30 LPNG	zemní plyn	30,7 – 47,5	1,4 - 69
CR 30	bioplyn, skládkový plyn	12,1 – 32,1	414 - 483
C65 iCHP	zemní plyn	30,7 – 47,5	517 - 552
C65 iCHP	skládkový plyn	12,1 – 28,1	517 - 552
C65 iCHP	bioplyn	20,5 – 32,6	517 - 552
C200 HPNG	zemní plyn, topné oleje	30,7 – 99,1	310 - 379
CR200	bioplyn	20,5 – 32,6	517 - 552
CR200	skládkový plyn	12,1 – 28,1	517 - 552

Pro mikroturbíny CR30 platí, že maximální přípustná koncentrace sulfanu v palivu je 70000 ppm (97 g.m^{-3}), pro mikroturbíny vyšších výkonů 5000 ppm (6 g.m^{-3}).

4.3.5 Požadavky na údržbu

Výrobce ve svém manuálu uvádí časové odstupy mezi jednotlivými operacemi údržby, v závislosti na modelu, stupni využití a pracovních podmínkách uvádí tyto servisní intervaly obvykle v tisících hodinách (provozu) nebo podle potřeby – vzduchové, palivové filtry především – potřeba jejich vyčištění/výměny se pozná vyššími tlakovými ztrátami/nížejší účinností – poklesem výkonu, v případě zanesení většího rozsahu až zhasnutím plamene a uzavřením přívodu plynu na příkaz řídicí jednotky [14].

4.4 Mikroturbíny jiných výrobců

Na trhu byly/jsou dostupné turbíny i jiných výrobců. Od turbín Capstone se liší odlišným technickým řešením (olejové hospodářství, dvě hřídele, uzavřený cyklus tepelného oběhu apod.) a parametry.

4.4.1 TA100

TA100 (TurboAlternator) je zařízení původně vyvinuté společností Elliott Power System, kterou později odkoupila Calnetix Power Solutions – tuto pak podle dostupných informací přebírá Capstone Turbine Corp.. Jestli Capstone model bude vyrábět dále, nebo jen přebere distribuční síť Calnetixu, nebylo autorovi v době psaní této práce známo. Model je nabízen s rekuperátorem (bez výměníku spaliny-voda), bez něj (s výměníkem), nebo s rekuperátorem a výměníkem zároveň podle požadavku zákazníku – účelu provozu.

TA100 má výkon 100 kW_e , 172 kW_t při elektrické účinnosti 29,5 % a celkové účinnosti přes 79 %. Hlučnost venkovního modelu je 62 dB v 10 m a modelu určeného do budov 75 dB ve vzdálenosti 1 m. Hmotnost kompletu se pohybuje od 1860 do 2050 kg (venkovní verze).

Použitelným palivem kromě zemního plynu mohou být dūlní, skládkový, kalový plyn, bioplyn, propan-butan nebo propan [18].

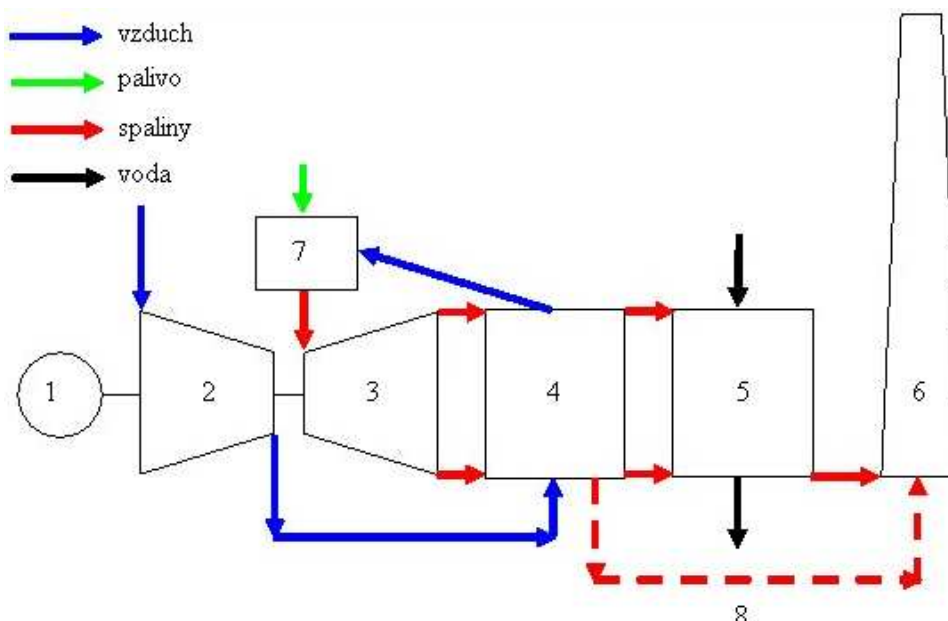
4.4.2 Ingersoll Rand

Jako palivo lze podle příslušného modelu užít všech plynů na bázi metanu s Wobbeho číslem od 2,54 do 19,6 kWh.m⁻³ (Zemní plyn ze sítě u nás má 14 kWh.m⁻³) [19].

4.4.3 Turbec

Na obr.13 je schéma T100. Vzduch se stlačí v kompresoru (2), ohřeje se v rekuperátoru (4) a vstupuje do spalovací komory (7) s palivem, spaliny pak vstupují do turbíny (3), odkud jdou postupně do rekuperátoru, výměníku spaliny-voda (5), kde ohřívají vodu pro topné účely a odtahu (6). Výměník lze obejít by-passsem (8). Turbína pohání na společné hřídeli kromě kompresoru el. generátor (1).

Přestože se používá olejové mazání, oproti KJ se spalovacími motory jsou náklady na údržbu nízké – výměna oleje se provádí po 6000 hodinách provozu, a to pouhé 3 l.



Obr. 13 Schéma T100 PH

Celý komplet váží 2770 kg, resp. 3100 kg – venkovní provedení. Zařízení se vyznačuje nízkými emisemi NO_x a CO – obojí pod 15 ppm, a nízkou hlučností – 70 dB ve vzdálenosti 1 m [21].

4.4.4 Talbott

Vysoké pořizovací ceny a neúnosně dlouhé doby ekonomické návratnosti kogeneračních jednotek do 1 MW_e s parními oběhy spalujícími biomasu (rostlinnou a dřevní) a zplyňovacích zařízení v kombinaci mikroturbínami, vedly ve Velké Británii k vývoji systému Talbott. Systém Talbott tvoří mikroturbína s uzavřeným tepelným oběhem, do kterého teplo vstupuje z výměníku, který jej odebírá z externí spalovací komory.

Systém měl nahradit KJ s parní turbínou o výkonu 50 kW_e, který pracoval s elektrickou účinností 6-8 %. Jako základ byla použita mikroturbína Bowman Power TG50 (50 kW_e), které byl odebrán přívod plynu, upraven kompresor a řídicí systém. Pracovní látkou je stlačený vzduch – v kompresoru se ohřeje na 200 °C, ve výměníku se ohřívá až na 600 °C. Výkon tohoto systému se pohyboval v rozmezí 26-34 kW_e a 100-150 kW_t, při elektrické účinnosti 17 % a celkové účinnosti 80-85 % při příkonu dodaném výměníkem 180 kW_t [22].

Účelem vývoje bylo předvést ekonomicky konkurenceschopný prototyp, s výhledem výroby modelu o výkonu 250 kW_e. Výsledkem však je model BG100 o těchto parametrech: 80-100 kW_e a 200-250 kW_t [23].

Nevýhodou, kromě příliš malého výkonu vzhledem k velikosti zařízení, je kolísavý výkon v závislosti na nehomogenitě biomasy (vyžaduje trvalý dohled), pomalý start a konec provozu kvůli vznikajícím pnutím v ocelovém výměníku (původní model až 4 hodiny, nový 2 hodiny). Naopak výhodou je možnost použít krom standardizovaných pelet s obsahem vlhkosti 20 % a výhřevností 17,5 MJ.kg⁻¹, i čerstvou kůru, odkory, piliny nebo traviny jako je miscanthus [22, 23].

4.4.5 Shrnutí

Přirozeně existují či existovali i další výrobci, někteří z nich byli odkoupeni silnějšími výrobci, někteří se soustředili na svůj původní obor (Honeywell s Parallon 75) a vývoj a výrobu zastavili nebo DTE Energy s ENT 400, která nebyla primárně určena ke klasické kogeneraci (s teplem pro vytápění), ale pro sušení materiálu proudem spalín, někteří ani ke komerční podobě mikroturbíny nedošli, což je případ První brněnské strojírný, která

s ukončením toku státních dotací ukončila vývoj své jednotky odvozené z pomocných leteckých agregátů [13].

Někteří výrobci ukončili výrobu některého modelu a soustředili se na jeden – případ Ingersoll Rand a ukončení prodeje jeho MT 70.

Tab. č. 4 udává souhrn dnes na trhu dostupných KJ s mikroturbínou. Údaje o rozměrech a hmotnosti jsou pro vnitřní instalace zařízení, u venkovních instalací mohou být vyšší. U mikroturbíny Talbott BG100 je třeba ještě připočíst zásobník paliva a dopravní pás. Celé zařízení pak může zabírat halu o půdorysu 16 krát 8 m.

Tab. 4 Současné mikroturbínové KJ [15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23]

Jednotka	P_e (kW)	η_e (%)	η_c (%)	Rozměry š x d x v (cm)	Hmotnost (kg)	Palivo
Capstone C30	30	26	78	190x71,4x134,4	478	Zemní plyn, bioplyn, LFG, diesel
Capstone C65	65	28	78	240x76x220	1000	Zemní plyn, bioplyn, LFG, diesel
Capstone C200	200	33	80	170x370x250	2776	Zemní plyn, bioplyn, LFG, diesel
Calnetix TA100	100	29,5	80	329x85x226	1860	Zemní plyn, důlní plyn, LFG, bioplyn, LPG
Ingersoll Rand MT250	250	30	73	259x122x183	5440	podle modelu: plyny s Wobbeho číslem 2,54 - 19,6
Turbec T100	100	30	77	277x90x180	2770	zemní plyn, bioplyn, diesel, metanol
Talbott BG100	100	20	80	6000x2440x5240	-	dřevní štěpka, piliny, kůra, traviny

4.5 Srovnání s pístovými motory

Hlavní výhody použití plynových motorů v KJ vycházejí z více než stoletého vývoje a výroby. Z toho pramení zkušenosti s provozem i s údržbou a opravami mezi lidmi, které vedly k jistému návyku tuto techniku upřednostnit při návrhu KJ například před plynovými turbínami, dnes i před mikroturbínami. Samozřejmě důvodem není jen konservatismus a obava z nové, neznámé technologie, ale primárně to je nízká pořizovací cena v důsledku výroby velkých počtů motorů. Mimoto samozřejmě působí i vyšší dosahované elektrické účinnosti a teplotný modul výroby než u mikroturbín malých výkonů a poměrně velké rozmezí výkonů, ve kterých se motory vyrábějí.

Naopak pro použití mikroturbín hovoří malé nároky na údržbu a provozní péči, která vyplývá z jednodušší konstrukce, kdy v nejlepším případě má mikroturbína jediný pohyblivý díl a další v kompresoru plynu a vzduchu, vykonávající rotační pohyb, zatímco plynové motory mívají více než sto pohyblivých dílů. Menší počet pohyblivých dílů znamená i menší potřebu náhradních dílů, protože odpadá jejich opotřebení, a spolehlivější chod. To vše se pak odráží v nákladech na údržbu, které jak už bylo zmíněno mohou být i 15x vyšší u spalovacích

motorů – a to se nepočítají ztráty vzniklé odstavováním z provozu – nevýrobou energií. Dále pak vysoké počty pohyblivých dílů významně ovlivňují tvorbu hluku a vibrací – v těchto parametrech jsou mikroturbíny obecně lepší – nekladou vysoké nároky na uložení a odhlučnění (zakrytování).

Ve vysokých provozních nákladech se promítá dále nutnost olejového hospodářství spalovacích motorů – je třeba je nakupovat, měnit, ekologicky likvidovat a provádět prevenci proti únikům do životního prostředí [13].

Při srovnatelných výkonech mikroturbín a spalovacích motorů jsou rozměry a hmotnost mikroturbín výrazně menší. Ukažme si to na příkladu jednotky C30 a kogeneračních jednotkách T30 AP, Stratos MGM 40, Vitobloc 200 EM 50/81 a ENER G 25Y založených na zážehovém motoru; jejich parametry rozměrové a hmotnostní jsou v tab. 5. – hodnoty v tabulce se týkají modelů bez úprav pro venkovní použití, které jsou těžší a objemnější [24, 25, 26, 27].

Tab. 5 Rozměry a hmotnost KJ s mikroturbínou a spalovacím motorem

Model	Výrobce	P_e (kW)	Rozměry š x d x v (cm)	Hmotnost (kg)
C30	Capstone (USA)	30	190x71,4x134,4	478
Micro T30	Tedom (ČR)	30	170x76x160	1100
Stratos MGM40	Motorgas (ČR)	40	270x140x200	1400
Vitobloc 200 EM 50/81	Viessmann (SRN)	50	280x86x170	2000
ENER G 25Y	Ener-G (VB)	25	215x90x206	1320

Posledním, v poslední době stále významnějším hlediskem, je vliv na životní prostředí – především pak emise znečišťujících látek do ovzduší. Vzhledem k řízení spalování jsou mikroturbíny výrazně čistějším zdrojem energie.

5 Ekologické hodnocení

V posledních letech s růstem bohatství společnosti rostou i nároky na životní prostředí – čistotu ovzduší, vod, půdy apod. Toto se odráží ve stále zpřísnujících právních předpisech nutících výrobce v podstatě čehokoli užívat stále „čistějších“ technologií. Přirozeně za cenu vyšších investičních či provozních nákladů, v energetice i nižších účinností výroby elektřiny apod. Do jaké míry jsou tyto výdaje ospravedlnitelné není možné říct, protože neexistuje přesné vyčíslení externalit - nákladů vzniklých znečišťováním živ. prostředí jako jsou škody na zdraví lidu, zvířat, rostlin, na úrodnosti půdy případně na majetku. I proto je předběžná opatrnost namístě.

V této části práce se pokusím ukázat jaké přínosy může přinést používání mikroturbín v KVET pro ochranu životního prostředí.

5.1 Legislativa ochrany ŽP týkající se KVET

Z množství existujících právních předpisů na úseku ochrany životního prostředí týkajících se KVET je třeba zmínit především tyto:

- Zákon 114/1992 Sb., o ochraně přírody a krajiny,
- Zákon 86/2002 Sb, o ochraně ovzduší a o změně některých dalších zákonů (zákon o ochraně ovzduší) ve znění pozdějších předpisů,
- Zákon 76/2002 Sb., o integrované prevenci a o omezování znečištění, o integrovaném registru znečišťování a o změně některých zákonů (zákon o integrované prevenci),
- Zákon 100/2001 Sb., o posuzování vlivů na životní prostředí a o změně některých souvisejících zákonů (zákon o posuzování vlivů na životní prostředí), ve znění zákona č. 93/2004 Sb., zákona č. 163/2006 Sb. a zákona č. 186/2006 Sb,
- Zákon 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů),
- Zákon 406/2000 Sb., o hospodaření s energií ve znění pozdějších předpisů,
- Nařízení vlády 146/2007 Sb., o emisních limitech a dalších podmínkách provozování spalovacích stacionárních zdrojů znečišťování ovzduší,
- Nařízení vlády 148/2006 Sb., o ochraně zdraví před nepříznivými účinky hluku a vibrací,
- Vyhláška MŽP 13/2009 Sb., o stanovení požadavků na kvalitu paliv pro stacionární zdroje z hlediska ochrany ovzduší,
- Vyhláška MŽP 205/2009 Sb., o zjišťování emisí ze stacionárních zdrojů a o provedení některých dalších ustanovení zákona o ochraně ovzduší [2].

5.2 Emise mikroturbín

Analýza emisí ze spalovacích zařízení se zásadně zaměřuje na ty produkty spalování, jejichž vznik/únik do ovzduší je potřeba regulovat za účelem snížení poškozování lidského zdraví a životního prostředí. Zájem se v poslední době navíc zaměřil i na CO₂ kvůli jeho potenciálu urychlit globální změny klimatu, přestože o škodlivosti změn klimatu se vedou spory [28, 5].

Spalování paliv obecně vede ke vzniku produktů dokonalého spalování CO_2 a H_2O a řadě produktů nedokonalého spalování: CO , nespálené uhlovodíky, aldehydy, alkoholy a další. Dále často vznikají oxidy dusíku. Míra tvorby produktů nedokonalého spalování závisí na teplotě, přebytku vzduchu, dokonalosti promísení paliva s oxidovadlem, což jsou faktory, které mohou být v čase proměnlivé, a na konstrukci spalovacího prostoru a vedení spalování.

5.2.1 CO

Působení oxidu uhelnatého na lidský organismus je mimořádně zhoubné. Váže se až 250 krát rychleji na krevní barvivo než kyslík, a tak způsobuje nedostatečnou distribuci kyslíku v těle. Následky lehčí otravy jsou bolesti hlavy a malátnost, těžší případy vedou k bezvědomí s možností trvalého poškození mozku (následky se mohou projevit i po delší době), v nejhorším případě smrt. NPK na pracovišti pro osmihodinovou směnu je 0,003 % obj.

Oxid uhelnatý vzniká jako produkt nedokonalého spalování jako chemický nedopal při podstechiometrickém poměru oxidovadla a paliva nebo mechanický nedopal při nedostatečném promísení paliva s oxidovadlem. Jeho tvorba je tedy závislá na konstrukci spalovacího zařízení a řízení spalovacího procesu [29].

5.2.2 NO_x

Souhrnné označení oxidy dusíku NO_x zahrnuje oxid dusný N_2O , oxid dusnatý NO a oxid dusičitý NO_2 , mimoto existují další tři oxidy dusíku, které se však mezi produkty spalování nevyskytují. Oxidu dusného pak vzniká tak málo, že jej neuvažujeme. Určení podílu NO a NO_2 ve spalínách pak nelze často jednoznačně provést a tak se obsah oxidů dusíku vyjadřuje souhrnně jako NO_2 .

Oxidy dusíku vznikají při spalovacích pochodech třemi způsoby:

- oxidací dusíku ze spalovacího vzduchu při vysokých teplotách jako vysokoteplotní či termické NO_x . Tvoří drtivou většinu emitovaných NO_x ,
- oxidací chemicky vázaného dusíku v palivu jako palivové NO_x . Tento druh oxidů dusíku může tvořit až 50% z celkové produkce oxidů dusíku při spalování olejů (LTO) a až 80% při spalování uhlí,
- z chemicky vázaného dusíku v palivu reakcí s radikály na frontě hoření jako promptní NO_x , jehož výskyt ve spalínách je také jen stopový.

Množství vznikajících oxidů dusíku se obecně popisuje rovnicí:

$$\omega_{\text{NO}_x} = K_1 \cdot e^{\frac{K_2}{T}} \cdot \omega_{\text{N}_2} \cdot \omega_{\text{O}_2}^{0.5} \cdot \tau \quad (\%) \quad (24)$$

kde ω_{NO_x} je objemový podíl NO_x ve spalínách (%),

ω_{O_2} - objemový podíl kyslíku ve spalínách (%),

ω_{N_2} - objemový podíl dusíku ve spalínách (%),

T - teplota v daném místě reakce (K),

K_1, K_2 konstanty dané konstrukcí zařízení

τ - doba setrvání reakce (s).

Z (24) vyplývá, že obsah NO_x ve spalínách závisí na teplotě spalin, obsahu kyslíku ve spalínách a době setrvání spalování. V praxi pak lze snížit emise NO_x pomocí snížení přebytku vzduchu, snížením teploty spalování, zkrácením doby hoření, to vše za vzrůstu emisí CO a nespálených uhlovodíků nebo použitím spalovacích zařízení speciálních konstrukcí.

Případně sekundární redukcí NO_x ve spalínách – u malých zařízení katalyzátorem, u velkých denitrifikací spalin [29].

Oxidy dusíku mohou negativně působit na zdraví člověka především ve vyšších koncentracích. Vdechování vysokých koncentrací vede k závažným zdravotním potížím a může způsobit i smrt. Předpokládá se, že se oxidy dusíku váží na krevní barvivo a zhoršují tak přenos kyslíku z plic do tkání. Některé náznaky ukazují, že oxidy dusíku mají určitou roli i při vzniku nádorových onemocnění. Vdechování vyšších koncentrací oxidů dusíku dráždí dýchací cesty.

Oxid dusičitý je společně s oxidy síry součástí takzvaných kyselých dešťů, které mají negativní vliv například na vegetaci a stavby a dále okyselují vodní plochy a toky. Oxid dusičitý (NO_2) společně s kyslíkem a těkavými organickými látkami (VOC) přispívá k tvorbě přízemního ozonu a vzniku tzv. fotochemického smogu. Vysoké koncentrace přízemního ozonu poškozují živé rostliny včetně mnohých zemědělských plodin. Oxid dusnatý (NO) je také jedním ze skleníkových plynů [30].

5.2.3 NMVOC

Nemetanové těkavé organické sloučeniny (Non Methane Volatile Organic Compound) jsou těkavé chemické látky (mimo methanu), které je možno definovat jako sloučeniny uhlíku s výjimkou CO , CO_2 , H_2CO_3 , karbidů kovů, uhličitánů kovů a uhličitanu amonného. Za těkavé látky označujeme takové látky, které vykazují tlak par vyšší než 133,3 Pa při 20 °C, což zhruba odpovídá jejich teplotě varu pod 150 °C.

Mnohé z této široké skupiny látek se podílejí na reakcích, například s oxidy dusíku za slunečního svitu (fotochemické reakce), které podmiňují vznik škodlivého přízemního ozonu (fotochemický smog).

Jedná se o širokou škálu různorodých látek. Proto jsou i jejich zdravotní dopady velmi různorodé. Mohou způsobit podráždění smyslových orgánů, bolest hlavy, ztrátu koordinace, poškození jater, ledvin nebo centrálního nervového systému. Některé z nich jsou podezřelé nebo prokázané karcinogeny (například benzen) [31].

5.2.4 TZL, SO_2

Vznik tuhých znečišťujících látek a SO_2 je závislý na použitém palivu. TZL vznikají hlavně jako saze při spalování kapalných paliv, při spalování plyných paliv pak v naprosto minimálním množství.

Oxidy síry (SO_2 a SO_3) pak oxidací složek paliva obsahujících síru. Obsah síry v kapalných palivech jako je plynový olej a těžký topný olej je předpisem limitován (Vyhláška MŽP 13/2009 Sb.) jinak je omezení dáno nutností plnit emisní limity pro dané zařízení a technologickými požadavky na obsah sirnatých sloučenin v topném plynu, které zohledňují korozní působení sirných sloučenin v palivu a oxidů síry ve spalínách. Příkladem je nutnost čištění bioplynu od sulfanu – většina výrobců KJ pak udává max. přípustnou koncentraci sulfanu v plynu.

Při běžných koncentracích kolem 0,1 $\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$ oxid siřičitý dráždí oči a horní cesty dýchací. Při koncentraci 0,25 $\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$ dochází ke zvýšení respirační nemoci u citlivých dospělých i dětí. Koncentrace 0,5 $\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$ vede k vzestupu úmrtnosti u starých chronicky nemocných lidí. Časem v ovzduší přechází fotochemickou nebo katalytickou reakcí na oxid sírový, který je hydratován vzdušnou vlhkostí na aerosol kyseliny sírové. Oxidy síry společně s oxidy dusíku tvoří tzv. kyselé deště. Ty pak mohou být větrem transportovány na velké vzdálenosti a působit poškození lesních porostů i průmyslových plodin, uvolňují z půdy kovové ionty, poškozují mikroorganismy, znehodnocují vodu a mohou způsobit úhyn ryb. Oxidy síry byly také podstatnou příčinou vzniku tzv. smogu „londýnského typu“ [32].

5.2.5 CO_2

Samotný CO₂ není jedovatý, ve větší koncentracích má dráždivé účinky, zdravotní potíže se objevují až v koncentracích kolem 30 000 ppm (3 % obj.). Spaliny zemního plynu z mikroturbíny obsahují trvale pod 2 % obj. a i obsah ostatních znečišťujících látek je nižší než připouští hygienické normy, proto v zásadě lze použít mikroturbínu k vytápění skleníku, sušení dřeva, zemědělských produktů, vždy však je nutné zajistit dostatečný přívod čerstvého vzduchu a odvod vzduchu smíšeného se spalinami [13].

Oxidu uhličitému ze spalování fosilních paliv je připisován významný podíl na urychlování změn globálního klimatu. Jeho množství v atmosféře se posledních několik set let trvale zvyšuje. Jedinou možností jak jeho emise snížit je buď:

- spálit méně fosilních paliv – zvýšením účinnosti energetických zařízení, kombinovanou výrobou energií nebo snížením spotřeby energií,
- nahradit fosilní palivo biomasou (vč. bioplynu, skládkového a kalového planu) s neutrální uhlíkovou bilancí,
- využívat ve větší míře odpadních a procesních plynů,
- nahradit zdroje energií spalujících fosilní paliva jinými obnovitelnými zdroji.

5.3 Emisní limity

Energetická zařízení musí splňovat emisní limity dané Nařízením vlády 146/2007 Sb., o emisních limitech a dalších podmínkách provozování spalovacích stacionárních zdrojů znečišťování ovzduší.

Samostatná kategorie mikroturbín se nerozlišuje a tak je třeba pro mikroturbíny uvažovat s limity danými pro plynové turbíny s množstvím odcházejících spalin menším než 60000 m³.h⁻¹. Vliv odlišného referenčního obsahu ve spalinách lze eliminovat přepočtem podle rovnice:

$$m_{\text{šL,II}} = m_{\text{šL,I}} \cdot \frac{21 - O_{2,\text{II}}}{21 - O_{2,\text{I}}} \quad (\text{mg.m}^{-3}, \text{ppm}) \quad (25)$$

kde $m_{\text{šL,II}}$ je koncentrace škodliviny ve spalinách při žádané (referenční) koncentraci kyslíku (mg.m⁻³, ppm),

$m_{\text{šL,I}}$ koncentrace škodliviny ve spalinách při známé koncentraci kyslíku (mg.m⁻³, ppm) ,

$O_{2,\text{II}}$ - žádaný (referenční) objemový podíl kyslíku ve spalinách (%),

$O_{2,\text{I}}$ - známý (měřený) objemový podíl kyslíku ve spalinách (%).

Rovnice (25) se pak používá pro přepočet koncentrace při měřené koncentraci kyslíku ve spalinách na koncentraci s referenčním obsahem kyslíku pro srovnání zdroje znečišťování s emisními limity. Tab. 6 obsahuje v současnosti v ČR platné emisní limity – neuvažuje možnost spalování kapalných paliv ve spalovacích motorech KJ. Různé obsahy kyslíku ve spalinách při vyjádření emisí zohledňují rozdílné přebytky vzduchu se kterými různá spalovací zařízení pracují [1].

Tab. 6 Emisní limity pro dané pohony KJ

Zařízení	Emisní limit (mg.m^{-3})					Referenční obsah O_2 ve spalínách(%)
	TZL	SO_2	NO_2	CO	VOC	
KJ s plynovými turbínami do $60000 \text{ m}^3.\text{h}^{-1}$ spalín	100	1700	350	100	-	15
KJ se SM vznětovými nad 5 MW_t příkonu	-	-	2000	650	150	5
KJ se SM vznětovými do 5 MW_t příkonu	-	-	4000	650	150	5
KJ se SM zážehovými	-	-	500	650	150	5

Výrobci mikroturbín často uvádějí hodnoty emisí v ppm, přepočet z ppm na mg.m^{-3} je následující pro nejvíce sledované NO_2 a CO:

- NO_2 : $1 \text{ ppm} = 2,054 \text{ mg.m}^{-3}$,
- CO: $1 \text{ ppm} = 1,25 \text{ mg.m}^{-3}$.

V tab. č. 7 jsou udávány hodnoty emisí jednotlivých modelů mikroturbín Capstone, jaké udává sám výrobce. Výrobce udává i parametry paliva, pro která tyto emise platí:

- zemní plyn o spalném teple $39,4 \text{ MJ.m}^{-3}$,
- skládkový plyn o obsahu 42 % CH_4 , 39 % CO_2 a 19 % N_2 ,
- bioplyn z BPS a ČOV o obsahu 63 % CH_4 a 37 % CO_2 .

Modely s označením CARB (California Air Resources Board) vznikly pro použití v Kalifornii, Low NO_x pak ve státu New York, speciálně tedy pro použití ve velkých městech zatížených dopravou a fotochemickým smogem.

Tab. 7 Garantované emise mikroturbín Capstone [33]

Typ	Palivo	$\text{NO}_x (\text{mg.m}^{-3})$	CO (mg.m^{-3})
C30 NG	zemní plyn	18	50
CR30 MBTU	skládkový plyn	18	620
CR30 MBTU	bioplyn	18	310
C30 Liquid	diesel	72	11
C65 Standard NG	zemní plyn	19	50
C65 Low NO_x NG	zemní plyn	8	50
C65 CARB NG	zemní plyn	8	9
CR65 Landfill	skládkový plyn	18	160
CR65 Digester	bioplyn	18	160
C200 NG	zemní plyn	18	50
C200 CARB NG	zemní plyn	8	9
CR200 Digester	bioplyn	18	160

Podle tabulky není možné použít mikroturbíny Capstone pro spalování skládkového, kalového plynu a bioplynu, protože zvláště mikroturbíny malého výkonu (30 kW_e) významně překračují povolený limit pro emise oxidu uhelnatého. Tyto hodnoty jsou podle všeho nadsazené - měření ukázala výrazně nižší emise. Například měření modelu C60, přímého předchůdce všech C65, spalujícího zemní plyn vykazovala koncentraci NO_x $6,4 \text{ mg.m}^{-3}$ a CO $4,4 \text{ mg.m}^{-3}$, Capstone pro tento model garantuje emise NO_x 18 mg.m^{-3} a CO ve výši 19 mg.m^{-3} [34]. Zdá se tedy, že udává úmyslně nadhodnocené hodnoty koncentrací znečišťujících látek.

Protože formálně modely pro spalování skládkového, kalového plynu a bioplynu, nesplňují podmínky pro provoz v ČR, musely by na nich být pravděpodobně provedena autorizovaná kontrolní měření před uvedením do provozu. Schůdnou možností je spalování bioplynu, skládkového a kalového plynu po separaci CO₂ v něm obsaženého.

Výrobci a prodejci KJ se zážehovými motory spalujícími chudou směs (lean burn - přebytek vzduchu 1,5) obvykle pouze garantují dodržení emisních limitů, emise se pohybují v širokém rozmezí a udává se průměrná hodnota 450 mg.m⁻³ pro NO_x a 300 – 650 mg.m⁻³ pro CO [28]. V sousedním Německu pak pro získání nároku na dotace pro minikogeneraci (do 50 kW_e) bylo schváleno několik desítek KJ s emisemi NO_x od 6 do 350 a emisemi CO od 2 do 470 mg.m⁻³ [35]. Extrémně nízkých hodnot schopných srovnání s emisemi mikroturbíny v řádu jednotek a desítek je dosahováno pravděpodobně použitím katalyzátoru za cenu výrazně zvýšených provozních nákladů spojených s jeho častými výměnami. Použití katalyzátorů u KJ však rozhodně není u nás běžnou, ale spíše výjimečnou záležitostí. Naopak v Itálii je běžný katalyzátor omezující obsah CO ve spalínách [28].

Z hlediska zákonných norem je sice důležité množství dané znečišťující látky v 1 normálním metru krychlovém spalin, z hlediska životního prostředí je důležitější absolutní množství emitovaných škodlivin do ovzduší. To je dáno kromě koncentrace škodlivin jejich vznikajícím množstvím. Absolutní množství škodlivin lze pak zase vztáhnout na vyrobené množství energie.

5.4 Úspory primární energie

Vzorec pro výpočet úspor primární energie je v české a evropské legislativě stejný, rozdílný je však význam některých použitých veličin. Rozdíly nastaly až s platností vyhlášky MPO č. 110/2008 Sb., která mění vyhlášku č. 439/2005 Sb., kterou se stanoví podrobnosti způsobu určení množství elektřiny z KVET a určení množství elektřiny z druhotných zdrojů.

Rozdíl tkví v tom, že do stanovení množství elektřiny a elektrické a tepelné účinnosti se počítá veškerá vyrobená el. a tep. energie v zařízení schopném pracovat v kogeneračním režimu, byť vyrobená v kondenzačním režimu (parní turbíny) nebo při vychlazení spalin bez odběru užitečného tepla (plynové turbíny, spalovací motory).

Výsledkem mohou být „výpočtové“ záporné hodnoty úspor primární energie, což má další důsledky v oblasti daňového znevýhodnění či odeprání podpor.

$$UPE = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{KVET}^{el}}{\eta_{ODV}^{el}} - \frac{\eta_{KVET}^q}{\eta_{ODV}^q}} \right) \cdot 100 \quad (\%) \quad (26)$$

kde UPE je úspora primární energie (%),

η_{ODV}^{el} - referenční účinnost výroby el. energie v ODV (1),

η_{ODV}^q - referenční účinnost výroby tepla ve výtopně (1).

Referenční hodnoty účinností přeměn energie v ODV jsou určeny pro jednotlivé druhy paliv a podle doby uvedení zdroje do provozu a platí pro tyto podmínky: teplota prostředí 15 °C, tlak vzduchu 1,013 bar a relativní vlhkosti 60 %. Referenční účinnost výroby elektřiny v ODV se navíc zvyšuje v závislosti na průměrné roční teplotě o 0,1 % na každý 1 °C pod 15 C. Dále se koriguje v závislosti na úrovni napěťové hladiny, ke které je výrobní KVET

připojená (síťové ztráty) a podle toho zda je el. výkon vyveden do distribuční/přenosové sítě či spotřebován pro vlastní spotřebu či odveden přímým vedením.

Podrobnosti stanovuje vyhláška č. 344/2009 Sb [36].

Úspory primárního paliva pro na trhu nejrozšířenější KJ s mikroturbínami jsou shrnuty v tab. 8, byly vypočteny podle (26) s použitím referenčních hodnot účinnosti oddělené výroby tepla, s předpokladem odběru z úrovně napětí 22 kV a zvýšením hodnot ref. el. účinnosti o 0,7 % vlivem průměrné roční teploty v ČR 8 °C, pro tyto varianty:

- elektřina z černouhelné elektrárny + teplo z kotelny na zemní plyn,
- elektřina z hnědouhelné elektrárny + teplo z kotelny na zemní plyn, pro tuto variantu se nejčastěji provádí výpočty,
- elektřina z elektrárny a teplo z kotelny, obě na zemní plyn.

Varianta 3 není pro ČR aktuální, první 2 varianty ano. Hodnoty UPE jsou reálně vyšší, neboť u nás elektrárny pracující s referenční účinností nejsou a většina se jich referenční hodnotě ani neblíží.

Tab. 8 Úspory primární energie

				Černé uhlí + zemní plyn			Hnědé uhlí + zemní plyn			Zemní plyn		
Výrobce	Typ	η_{el} [%]	η_t [%]	η_{el}^R [%]	η_t^R [%]	UPE [%]	η_{el}^R [%]	η_t^R [%]	UPE [%]	η_{el}^R [%]	η_t^R [%]	UPE [%]
Talbott	BG100	17	68	42,4	90	16,00	40,2	90	18,38	49,6	90	9,24
Bowman	TG80	26	48	42,4	91	18,65	40,2	91	21,21	49,6	91	11,26
Capstone	C200	33	47	42,4	93	20,05	40,2	93	22,48	49,6	93	13,06
Capstone	C30	26	52	42,4	90	13,51	40,2	90	15,17	49,6	90	8,94
Capstone	C65	29	50	42,4	92	12,30	40,2	92	14,88	49,6	92	4,90
Ingersoll Rand	MT250	30	47	42,4	90	18,50	40,2	90	20,98	49,6	90	11,35
Turbec	TA100	30	50	42,4	90	22,06	40,2	90	24,64	49,6	90	14,57

Úspora primárního paliva pro Talbott BG100 byla s ohledem na to, že spaluje biomasu počítána i zvlášť s hodnotami referenčních účinností pro ODV spalující biomasu:

$$UPE = \left(1 - \frac{1}{\frac{17}{23,625} - \frac{68}{86}} \right) \cdot 100 = 33,8 \%$$

Pro zařazení získání osvědčení o vysoce účinné kogeneraci a získání nároku na podporu KVET je třeba dosáhnout UPE minimálně ve výši 10 %, což v současných podmínkách, kdy se přes 50 % elektrické energie v ČR vyrábí v hnědouhelných elektrárnách, není pro žádnou z mikroturbín současnosti problém.

5.5 Snížení emisí použitím KJ

Oproti oddělené výrobě tepla a elektřiny kogenerace výrazně snižuje celkovou velikost emisí SO_2 , NO_x , CO , prachu ale i CO_2 a to v důsledku snížení spotřeby paliva.

Obecně snížení emisí dané látky lze vypočítat takto:

$$\frac{M_x}{Q} = \left(\frac{m_x^{výt}}{\eta_{ODV}^q} - \frac{m_x^{KVET}}{\eta_{KVET}^q} \right) + \sigma \cdot \left(\frac{m_x^{el}}{\eta_{ODV}^{el}} - \frac{m_x^{KVET}}{\eta_{KVET}^{el}} \right) \quad (\text{kg} \cdot \text{GJ}^{-1}, \text{kg} \cdot \text{MWh}^{-1}) \quad (27)$$

kde M_x je zmenšení emise příslušné látky (kg.GJ^{-1} , kg.MWh^{-1}),

Q - dodané užitečné teplo (GJ , MWh),

$m_x^{\text{výt}}$, m_x^{el} , m_x^{KVET} velikost emise látky vzniklé při spálení paliva, vztažená na 1 GJ

(MWh) uvolněného tepla ve výtopně resp. elektrárně či KVET.

Z rovnice (27) je vidět, že snížení emise je přímo úměrné modulu teploty výroby. Snížení můžeme demonstrovat na příkladu průměrné hnědouhelné elektrárny ČEZ (Mělník III, Mělník, Počerady, Ledvice, Pruněrov I+II, Tušimice II, Chvaletice, Poříčí), plynové výtopny a kogenerační jednotky Capstone C30 pro NO_x . Tab. 9 obsahuje příslušné emisní faktory, ze kterých byl výpočet proveden.

Tab. 9 Měrné emise znečišťujících látek vybraných zařízení [6, 33]

	Hnědouhelná elektrárna	Plynová výtopna (zemní plyn)	Capstone C30 (zemní plyn)
NO_x (kg.MWh^{-1})	0,636	0,157	0,145
CO_2 (kg.MWh^{-1})	1090	222	283,5
Účinnost (1)	0,33	0,9	0,26/0,54

$$\frac{M_{\text{NO}_x}}{Q} = \left(\frac{0,157}{0,9} - \frac{0,145}{0,54} \right) + 0,5 \cdot \left(\frac{0,636}{0,33} - \frac{0,145}{0,26} \right) = 0,649 \text{ kg.MWh}^{-1}$$

$$\frac{M_{\text{CO}_2}}{Q} = \left(\frac{222}{0,9} - \frac{283,5}{0,54} \right) + 0,5 \cdot \left(\frac{1090}{0,33} - \frac{283,5}{0,26} \right) = 916 \text{ kg.MWh}^{-1}$$

Převedeno na běžnější jednotku tepla – GJ pak dojdeme k úspoře 180 g NO_x a 254 kg CO_2 na GJ tepla oproti oddělené výrobě elektřiny a tepla. Snížení emisí TZL a SO_x je pak dáno tím, že se ve spalínách z mikroturbíny při použití zemního plynu vyskytují v téměř neměřitelných množstvích.

Úspora emisí však dosáhneme i proti jiným technologiím kogenerace, přijatelné srovnání se nabízí např. s KJ se spalovacími motory, přesněji zážehovými spalujícími zemní plyn. Hodnoty v tab. 10 pro mikroturbínu jsou od výrobce (garantované), naměřené byly i výrazně nižší (pro CO řádově), hodnoty pro zážehové motory z literatury [28, 33]. Hodnoty jsou tentokrát vztaženy jednotku vyrobené elektrické energie. Na první pohled pak je zřetelný rozdíl v měrných emisích NO_x a CO ve prospěch mikroturbíny. Naopak měrné emise oxidu uhličitého jsou vyšší, což je dáno nižší elektrickou účinností mikroturbíny oproti zážehovému motoru.

Tab. 10 Měrné emise KJ s mikroturbínou a zážehovým motorem [28, 33]

	Capstone C30	Zážehové motory
NO_x (kg.MWh^{-1})	0,29	1,5
CO (kg.MWh^{-1})	0,41	1,1
CO_2 (kg.MWh^{-1})	283,5	274

5.6 Shrnutí

Použití mikroturbín oproti oddělené výrobě energií obecně přináší úspory primární energie a s tím spojené snížení množství vypouštěných znečišťujících látek do ovzduší. Další snížení znečišťování pak nastává náhradou KJ se spalovacími motory za KJ s mikroturbínou

díky nízkým emisím NO_x a CO , což má význam hlavně v oblastech s trvale znečištěným ovzduším, především tedy ve městech. Naopak vlivem nižší elektrické účinnosti dojde k nárůstu množství vypouštěného CO_2 na jednotku elektrické energie. Pokud však bude nalezeno využití pro veškeré odpadní teplo, ve srovnání s KJ se spalovacími motory pak díky zhruba stejným celkovým účinnostem, množství CO_2 na jednotku spáleného paliva bude stejné. Přirozeně se nabízí možnost spalovat bioplyn jakéhokoli původu, tady však je třeba dávat pozor na emise CO , kterých díky značnému obsahu CO_2 v topném plynu bude vznikat poměrně značné množství. Tomu lze pak zabránit aplikací separačního zařízení CO_2 ke zdroji bioplynu.

6 EKONOMIKA KVET

Pro návrh, instalaci a provoz jakékoli technologie obecně je rozhodující především ekonomické hledisko. V případě, že náklady dodávky elektřiny a tepla z oddělené výroby jsou nižší než náklady dodávky z teplárenské výroby v daných podmínkách, není kogenerace z ekonomického hlediska racionálním řešením. Pokud ovšem má investor/provozovatel odběratele závislé na jeho dodávkách, může použít i jinak naprosto nekonkurenceschopnou technologii, přirozeně ne na úkor svého hospodaření, ale na úkor odběratelů – typická záležitost sídlišť [38]. Případně může investor řešit otázku nahrazení nákupu energií od externího dodavatele z teplárenské výroby provozováním vlastního kogeneračního systému nebo otázku dodávek externím odběratelům. Investor vždy musí najít řešení, kterým dosáhne maximálního zhodnocení své investice.

Přirozeně vybrané řešení KVET musí krom ekonomického přínosu splňovat technické nároky a limity ochrany životního prostředí dané právním řádem.

6.1 Náklady kombinované výroby energií

Provedení ekonomické analýzy vyžaduje určení jednotlivých položek v návaznosti na instalaci a provoz kogenerační jednotky (jednotek), závislost mezi nimi a závislost na změně parametrů provozu.

Tyto položky se dělí na výdajové a příjmové.

Výdajové položky se dále dělí na náklady, tj. vyjádření spotřeby materiálu, opotřebení pracovních prostředků v penězích, mzdy a jiné účelově vynaložené prostředky. Náklady zahrnují pouze položky nutně spojené s instalací a provozem KJ; a výdaje, které nelze spojit s provozem KJ a krátí prostředky podniku či snižují zisk, např. úroky z úvěrů.

Příjmovými položkami jsou výnosy z prodeje elektrické a tepelné energie, příp. úspory vzniklé nenakoupením vyrobených objemů elektrické a tepelné energie [1].

6.1.1 Investiční náklady

Investiční náklady lze rozdělit do tří skupin: náklady na pořízení, náklady na připojení a projektové náklady.

Náklady na pořízení (Kč, Kč.kW_e⁻¹) tvoří pořizovací cena zařízení nutného k provozu kogeneračního systému – kogenerační jednotky a pomocných zařízení.

Náklady na připojení (Kč, Kč.kW_e⁻¹) představují náklady na stavební úpravy, na připojení jednotky ke spotřebiči tepelné energie a do elektrické sítě a na měřicí zařízení.

Projektové náklady (Kč, Kč.kW_e⁻¹) souvisí s vypracováním ekonomické analýzy, technického projektu, s vyřízením stavebního povolení (je-li třeba), povolení regulačních orgánů na trhu s elektřinou (nejedná-li se o ostrovní provoz), školením obsluhy, pojištění a v případě financování úvěrem, dále bankovní poplatky, placení úroků během výstavby zařízení.

Investiční náklady zásadně ovlivňuje typ pohonu, počet jednotek a jejich výkon – ten obvykle pak nepřímo úměrně.

Známe-li měrné investiční náklady jednotky daného výkonu, je možné pro odhad nákladů jednotky jiného výkonu použít vztah:

$$n_{i,2} = n_{i,1} \cdot \left(\frac{P_{e,n,2}}{P_{e,n,1}} \right)^{a-1} \quad (\text{Kč.kW}_e^{-1}) \quad (28)$$

kde $n_{i,1}$ jsou měrné investiční náklady jednotky, které známe (Kč.kW_e⁻¹),

$n_{i,2}$ - měrné investiční náklady jednotky, které odhadujeme (Kč.kW_e⁻¹)

- $P_{e,n,1}$ - nominální elektrický výkon jednotky, jejíž cenu známe (kW),
- $P_{e,n,2}$ - nominální elektrický výkon jednotky, jejíž cenu odhadujeme (kW),
- a - součinitel zlevnění, obvykle v rozmezí 0,6 – 0,8 (1) [3, 13].

Pro přesné ekonomické propočty použijeme cenu udávanou výrobcem nebo distributorem zařízení.

Náklady na připojení více jednotek nelze určit prostým násobením jejich počtu a náklady na připojení jedné – rostou pomaleji – použijí se společné přívody, vývody, cena stavebních úprav se dělí na větší instalovaný výkon apod. [1].

6.1.2 Provozní náklady

Provozní náklady jsou závislé na typu KJ, velikosti instalovaného výkonu a na způsobu nasazení – provozním režimu. Do ekonomické úvahy vstupují následující položky:

- palivové náklady,
- náklady na úpravu (likvidaci) zplodin,
- náklady na mzdy obsluhy,
- náklady na údržbu a opravy,
- materiálové náklady (mazací látky, voda),
- náklady na nákup energií – nepokrývá-li KS celou spotřebu energií,
- ostatní náklady.

Náklady na palivo mohou tvořit až 80 % provozních nákladů, a proto jsou limitující pro vhodnost nasazení KS. Netvoří je pouze cena za fyzicky odebrané množství paliva a dopravu, ale v případě pevných paliv i náklady na skladování, případně úpravu (mletí, sušení). Je vhodné zajistit stabilní dodávky od osvědčeného distributora, než trpět výpadky v dodávkách a volit řešení s krátkou dobou návratnosti a tím částečně eliminovat riziko ze změny palivových nákladů, které nelze ovlivnit a ani s jistotou odhadnout, v daleké budoucnosti.

Náklady na úpravu (likvidaci) zplodin jsou představovány ze zákona povinnými odvody finančních zdrojů na likvidaci následků energetických procesů a ochranu životního prostředí, které jsou příjmem SFŽP, a jejich výše je závislá na typu KJ a jeho výkonu, množství emitovaných znečišťujících látek do ovzduší, které závisí na objemu výroby energií [1].

Mzdové náklady závisejí na stavu technologie, použitém palivu a instalovaném výkonu. U zařízení spalujících plynná paliva do 10 MW_e a odvodem tepla ve formě teplé vody může být provoz bezobslužný. Použití tuhých paliv a paliv proměnných vlastností zvyšuje nároky na pracovní síly.

Náklady na opravu a údržbu závisí na pohonu KJ a palivu. Intervaly mezi úkony údržby a četností pravidelných plánovaných oprav obvykle udává výrobce. Tyto náklady se pak vztahují na jednotku vyrobené elektrické energie (Kč.kWh_e⁻¹) nebo na počet hodin provozu v případě, že KJ pracuje v různých pracovních režimech s proměnným zatížením.

Materiálové náklady závisí na typu PJ a druhu tepelného oběhu – použité pracovní látky. Mohou to být náklady na úpravu a doplňování úniků vody v parních obězích, případně regeneraci silikonového oleje v ORC.

Náklady na nákup energií vznikají tehdy, kryje-li KJ část potřeby energií nebo při výpadku výroby.

Ostatní náklady tvoří poplatky (likvidace odpadů – mazacích látek, tuhých zbytků spalování apod.), pojištění, náklady na administrativu spojenou s činností, apod..

6.1.3 Odpisy

Investiční náklady mají převážně jednorázový charakter, zatímco provozní náklady se vynakládají opakovaně. Investor usiluje o návratnost vložených prostředků. Je tedy výhodné rozčlenit splácení vysokých investičních prostředků do více hodnotících období. Rozložení na příslušné části investičních prostředků je většinou dáno dobou životnosti KJ a příslušná částka se nazývá odpisy.

Odpisy jsou vyjádřením investičních nákladů zahrnutých do ceny produkce za hodnocené období, což je podstata reprodukce investičních prostředků. Doba odpisování je úměrná charakteru investice a souvisí s dobou její životnosti.

Odpisy jsou dány pořizovací cenou investice. V současné době je tato částka 40 000,- Kč. Pořizovací cena, která se odpisuje, se snižuje o poskytnuté dotace, příspěvky a podpory z veřejných rozpočtů a jiných peněžních fondů.

Doba odpisování je určena rozdělováním investic do kategorií, pro které je stanovena doba odpisování. Kategorie odpisování v ČR uvádí tab. 11.

Při rovnoměrném odpisování se stanoví maximální odpisy hmotného majetku za dané zdaňovací období jako procentní část pořizovací ceny přiřazené roční odpisové sazbě. Zvýšení vstupní ceny může vzniknout v důsledku technického zhodnocení investice.

Při zrychleném odpisování hmotného majetku jsou odpisovým skupinám přiřazeny koeficienty pro zrychlené odpisování. V prvním roce odpisování je hodnota odpisů dána podílem pořizovací ceny a přiřazeného koeficientu pro zrychlené odpisování platného v prvním roce. V dalších zdaňovacích obdobích je to podíl dvojnásobku jeho zůstatkové ceny a rozdílu mezi přiřazeným koeficientem pro zrychlené odpisování a počtem let, po které byl již odpisován [39].

Tab. 11. Odpisové skupiny [39].

Odpisová skupina	Doba odpisování	Rovnoměrné odpisování			Zrychlené odpisování		
		první rok	ostatní roky	zvýšená vstupní cena	první rok	ostatní roky	zvýšená vstupní cena
	(roky)	(%)	(%)	(%)	(1)	(1)	(1)
1	3	20,00	40,00	33,30	3	4	3
2	5	11,00	22,25	20,00	5	6	5
3	10	5,50	10,50	10,00	10	11	10
4	20	2,15	5,15	5,00	20	21	20
5	30	1,40	3,40	3,40	30	31	30
6	50	1,02	2,02	2,00	50	51	50

Podle současných daňových předpisů je možné si ze základu daně z příjmu odečíst určitou část ceny investice – délka odepisování majetku určité životnosti (v hodnotě nad 40000 Kč) a částky v daném roce odpisování se stanoví pomocí zařazení do odpisové skupiny a použitým způsobu odpisování.

6.2 Hodnocení ekonomické efektivity

Hodnocení ekonomické efektivity (investic, projektů) je nutné provést před pořízením a instalací KJ, ale i během provozu KJ (reakce na změněné podmínky) a po skončení životnosti (pro budoucí investiční rozhodnutí).

Metod pro toto hodnocení existuje celá řada.

6.2.1 Doba návratnosti

Doba návratnosti (DN) představuje období, za které se kapitálový výdaj splatí peněžními příjmy z investic. Podmínku dosažené návratnosti lze vyjádřit rovnicí:

$$I = \sum_{n=1}^{DN} P_n \quad (\text{Kč}) \quad (29)$$

kde I je kapitálový výdaj (Kč),

P_n - peněžní příjem (Kč),

n - jednotlivé roky životnosti (rok),

DN - doba návratnosti (rok).

V případě předpokladu konstantních hodnot zisku (úspor):

$$DN = \frac{I}{P_n} \quad (\text{rok}) \quad (27)$$

Změnu hodnoty peněz v čase lze zohlednit použitím odúročitele:

$$I = \sum_{n=1}^{DN} P_n \cdot \frac{1}{(1+i)^n} \quad (\text{Kč}) \quad (28)$$

kde i je úroková sazba – diskontní míra (1). [G]

Hodnota úrokové sazby je závislá na způsobu financování investice (jen vlastní kapitál, vlastní kapitál a úvěr nebo jen úvěr) a ceně peněz. Lze ji určit obecně použitím váženého průměru nákladů na kapitál:

$$i = WACC = i_{CK} \cdot (1-t) \cdot \frac{CK}{K} + i_{VK} \cdot \frac{VK}{K} \quad (1) \quad (29)$$

kde $WACC$ jsou vážené průměrné kapitálové náklady (Kč),

i_{CK} - průměrná úroková míra z cizího úročeného kapitálu (1),

t - sazba daně z příjmu (1)

i_{VK} - požadovaná výnosnost vlastního kapitálu (rok),

CK - cizí úročený kapitál (Kč),

VK - vlastní úročený kapitál (Kč),

K - celkový úročený kapitál – velikost investice (Kč) [40].

V případě financování jen vlastními prostředky se diskontní míra rovná požadované výnosnosti našich peněz, v případě veřejného sektoru je přípustné nulové zhodnocení (nikoli však prodělek) vložených peněz, tzn. že diskontní míra se musí rovnat minimálně inflaci.

Kratší doba návratnosti znamená vyšší výnosy a menší riziko plynoucí ze změn podmínek na trhu v budoucnosti [3, 39].

6.2.2 Aktualizace příjmových a výdajových položek – čistá současná hodnota

Čistá současná hodnota je vhodné kritérium pro porovnání různých variant investice. Jde o časové rozložení příjmových a výdajových položek diskontovaných pomocí úročitele k určitému časovému okamžiku za určité časové období – nejčastěji za dobu životnosti.

Pomocí volného peněžního toku (rozdíl mezi kapitálovými příjmy a výdaji v daném roce) lze vyjádřit takto:

$$\check{CSH} = \sum_{n=1}^N FP_n \cdot \frac{1}{(1+i)^n} \quad (\text{Kč}) \quad (30)$$

kde \check{CSH} je čistá současná hodnota (Kč),

FP_n - volný peněžní tok (Kč).

Přijatelné jsou varianty s hodnotou \check{CSH} vyšší než 0, v případě veřejného sektoru pak vyšší nebo rovnou 0 [39, 40].

6.2.3 Průměrná výnosnost investice

Průměrná výnosnost investice (average rate of return - ARR) je dána poměrem průměrného ročního zisku (úspory) za dobu životnosti k vynaložené investici:

$$ARR = \frac{Z_{\text{prum},r}}{N_{i,c}} = \frac{\Delta N_{c,\text{prum},r}}{N_{i,c}} \quad (1) \quad (31)$$

kde ARR je průměrná výnosnost investic (1),

$Z_{\text{prum},r}$ - průměrný roční zisk (Kč),

$\Delta N_{c,\text{prum},r}$ - průměrné roční úspory nákladů (Kč),

$N_{i,c}$ - celkové investiční náklady (Kč) [1].

6.2.4 Vnitřní úroková míra

Vnitřní úroková míra (internal rate of return – *IRR*) představuje takovou úrokovou míru, při které se čistá současná hodnota rovná 0 – současná hodnota příjmů se rovná současné hodnotě kapitálových výdajů. Výpočet *IRR* je iterační proces – po prvotní volbě hodnoty *IRR* se vypočte \check{CSH} , je-li záporná, volí se nižší hodnota *IRR* a proces se opakuje tak dlouho, dokud $\check{CSH}=0$.

Z přijatelných variant (*IRR* vyšší než zvolená diskontní míra – požadovaný výnos) se volí ta s nejvyšší vnitřní úrokovou mírou [1].

Existují i další metody hodnocení efektivnosti vynaložených investic (čistá konečná hodnota, čistá konečná hodnota s návratností, ekonomická přidaná hodnota a další), ale jejich popis a použití je nad rámec této práce.

7 EKONOMICKÉ HODNOCENÍ

Pro ekonomické hodnocení provozu je nutné znát konkrétní podmínky nasazení KJ a parametry jako jsou ceny vstupů a výstupů z procesu. Pro řešení této DP byly podmínky provozu aplikovány na potřeby areálu velké společnosti s budovami jak kancelářskými tak ubytovacími.

Ze získaných dat o spotřebě tepelné a elektrické energie v bloku administrativních budov, což jsou kanceláře a laboratoře, a budov ubytoven I, což jsou dvě výškové obytné budovy ubytoven II, což jsou obytné budovy s tělocvičnou a posilovnou. Oba bloky ubytoven mají kapacitu přibližně 1800 lůžek.

Každý z těchto bloků je zásobován tepelnou energií prostřednictvím vlastního výměníku, zdrojem tepla je teplárna s kondenzační parní turbínou.

Určení spotřeby tepla na přípravu TUV je možné jen z hodnot spotřeby tepla za červen, červenec, srpen a září, což jsou měsíce, ve kterých se netopí – pro výpočet budu uvažovat hodnoty spotřeby TUV za červen, neboť je nejvyšší vzhledem k tomu, že je to jediný měsíc s plným provozem areálu z období mimo topnou sezónu.

Dále budu vycházet z předpokladu, že veškerá vyrobená elektrická energie se spotřebuje v areálu podniku, což vyplývá z měření průběhu čtvrt hodinových maxim spotřeby: minimální hodnota odběru 250 kW v nocích během víkendů dovolenkových měsíců (červenec, srpen), během akademického roku je minimální spotřeba na úrovni 420 kW v pracovních dnech obvykle kolem 3. hodiny ráno a 380 kW během víkendových nocí, maximální odběry přesahují i 1700 kW [41].

7.1 Výpočet pro blok administrativních budov

Postup výpočtu ekonomického hodnocení bude popsán jen pro jednu variantu, pro ostatní bude uveden jen přehled vstupních parametrů a výsledků. Všechny vstupní hodnoty jsou vztaženy k cenám roku 2009.

7.1.1 Vstupní hodnoty

V následující tab. 12 jsou uvedeny investiční náklady a parametry provozu jedné KJ s mikroturbínou Capstone C30 za účelem přípravy TUV za předpokladu, že elektrický výkon se vlivem spotřeby kompresoru plynu sníží na 28 kW_e, tepelný výkon a příkon tepla dodaného palivem se nezmění (60 resp. 115 kWt). V dalším tato varianta bude označena jako varianta I.

Tab. 12 Investiční náklady a parametry provozu KJ – varianta I [42, 43]

Položka	Investiční náklady (Kč)
Mikroturbína C30	1 250 000
Instalace	300 000
Parametry provozu	
τ_{\max} ve VT (hod)	3 650
τ_{\max} v NT (hod)	3 650
Celková doba provozu (hod)	7 300

Doba provozu je přepočítána na dobu provozu při maximálním výkonu, oproštěna od vlivu dnů bez provozu – odběru TUV, s použitím akumulárního výměníku pro ohřev vody.

V tab. 13 jsou pak ceny vstupů a výstupů z KJ, tj. paliva, údržby, elektřiny a tepla. Cena elektřiny je rozložena na cenu za dodávku silové elektřiny a cenu za služby s dodávkou spojené (příspěvek na KVET, OZE, platby za přenosové služby, operátorovi trhu a další). Dále je cena silové elektřiny rozlišena na vysoký tarif (6:00 – 22:00 ve všedních dnech) a

nízký tarif (22:00-6:00 ve všedních dnech, soboty, neděle, státní svátky). Tyto ceny byly určeny z výkazů spotřeby elektřiny a měsíčních plateb. Příspěvek za elektřinu vyrobenou v KVET je počítán na 12-ti hodinový VT. Cena nahrazovaného tepla je cena za fyzické teplo, nelze počítat s velkým snížením plateb za rezervu tepelného příkonu.

Tab. 13 Ceny vstupů a výstupů KJ – varianta I [4, 44, 45]

Položka	Hodnota
Cena zemního plynu (Kč.m^{-3})	12
Cena zemního plynu (Kč.MWh^{-1})	1 134
Cena údržby (Kč.MWh_e^{-1})	27
Cena silové elektřiny VT (Kč.MWh^{-1})	3 251
Cena silové elektřiny NT (Kč.MWh^{-1})	1 162
Příspěvek ke KVET (Kč.MWh^{-1})	1 320
Služby spojené s dodávkou elektřiny (Kč.MWh^{-1})	992
Cena tepla (Kč.GJ^{-1})	235

7.1.2 Náklady na údržbu

Na základě zkušeností prvního českého uživatele mikroturbíny Capstone C30 – lze říct, že některé operace je třeba provádět častěji než se udává v manuálech a naopak, že mnoho součástí stroje vydrží několikanásobně delší provoz než se očekává. Provozovatel např. čistí mechanicky vzduchový filtr a prostor uložení turbíny každých 1500 motohodin, ale celková životnost filtru dosahuje přes 20000 motohodin oproti předepsaným 8000. Po téměř 9 letech od instalace (využití až 8000 hodin ročně) nebylo třeba nic jiného provádět – mimo výměny kompresoru plynu za novější typ hned v prvních dvou letech provozu. Náklady ve formě práce a spotřeby materiálu se pohybují kolem $0,027 \text{ Kč.kWh}_e^{-1}$ [44]. Pro srovnání: náklady na údržbu KJ s pístovými spalovacími motory se pohybují kolem $0,4 \text{ Kč.kWh}_e^{-1}$, jsou tedy téměř 15x vyšší [41].

7.1.3 Výpočet

Náklady palivové za spotřebovaný zemní plyn:

$$N_p^{\text{pal}} = \tau_{\Sigma} \cdot \frac{P_e}{\eta_{el}} \cdot C_{ZP} \quad (\text{Kč}) \quad (32)$$

kde N_p^{pal} jsou palivové náklady (Kč),

τ_{Σ} - celková doba provozu (Kč)

P_e - instalovaný výkon (MW),

C_{ZP} - cena zemního plynu (Kč.MWh^{-1}).

$$N_p^{\text{pal}} = 7300 \cdot 0,115 \cdot 1134 = 952\,251 \text{ Kč}$$

Náklady údržby:

$$N_p^{\text{údr}} = \tau_{\Sigma} \cdot P_e \cdot C_{údr} \quad (\text{Kč}) \quad (33)$$

kde $N_p^{\text{údr}}$ jsou náklady údržby (Kč.MWh_e^{-1}),

$C_{údr}$ - cena údržby (Kč.MWh_e^{-1}).

$$N_p^{\text{údr}} = 7300 \cdot 0,028 \cdot 27 = 5\,520 \text{ Kč}$$

Úspory za elektřinu nenakoupenou ve VT:

$$\Delta N_{el}^{VT} = \tau_{max}^{VT} \cdot P_e \cdot C_{el}^{VT} \quad (\text{Kč}) \quad (34)$$

kde ΔN_{el}^{VT} jsou úspory za nenakoupenou elektřinu ve VT (Kč),

C_{el}^{VT} - cena silové elektřiny ve VT (Kč.MWh_e⁻¹).

$$\Delta N_{el}^{VT} = 3650 \cdot 0,028 \cdot 3251 = 332\,150 \text{ Kč}$$

Úspory za elektřinu nenakoupenou ve NT:

$$\Delta N_{el}^{NT} = \tau_{max}^{NT} \cdot P_e \cdot C_{el}^{NT} \quad (\text{Kč}) \quad (35)$$

kde ΔN_{el}^{NT} jsou úspory za nenakoupenou elektřinu v NT (Kč),

C_{el}^{NT} - cena silové elektřiny v NT (Kč.kWh_e⁻¹).

$$\Delta N_{el}^{NT} = 3650 \cdot 0,028 \cdot 1162 = 118\,756 \text{ Kč}$$

Úspory za služby spojené s nenakoupenou elektřinou:

$$\Delta N_{el}^{sl} = \tau_{\Sigma} \cdot P_e \cdot C_{el}^{sl} \quad (\text{Kč}) \quad (36)$$

kde ΔN_{el}^{sl} jsou úspory za služby související s nenakoupenou elektřinou (Kč),

C_{el}^{NT} - cena služeb spojených s dodávkami elektřiny (Kč.MWh_e⁻¹).

$$\Delta N_{el}^{sl} = 7300 \cdot 0,028 \cdot 992 = 202\,765 \text{ Kč}$$

Příspěvek za KVET:

$$\Delta N_{el}^{KVET} = \frac{12}{16} \cdot \tau_{max}^{VT} \cdot P_e \cdot C_{el}^{KVET} \quad (\text{Kč}) \quad (37)$$

kde ΔN_{el}^{KVET} je příjem z příspěvků ke kogeneraci (Kč),

C_{el}^{KVET} - příspěvek ke kogeneraci (Kč.MWh_e⁻¹).

$$\Delta N_{el}^{KVET} = \frac{12}{16} \cdot 3650 \cdot 0,028 \cdot 1320 = 101\,178 \text{ Kč}$$

Zlomek 12/16 v rovnici (37) vyjadřuje skutečnost, že pásmo VT pro příspěvek ke kogeneraci trvá 12 hodin denně, zatímco VT distributora elektrické energie trvá 16 hodin denně.

Úspory za nenakoupené teplo:

$$\Delta N_t = \tau_{\Sigma} \cdot P_t \cdot 3,6 \cdot C_t \quad (\text{Kč}) \quad (38)$$

kde ΔN_t jsou úspory za nenakoupené teplo (Kč),

C_t - cena tepla (Kč.GJ⁻¹),

P_t - instalovaný tepelný výkon (MW)

Koeficient 3,6 v rovnici (38) zastupuje přepočet tepelné energie z MWh na GJ.

$$\Delta N_t = 7300 \cdot 0,06 \cdot 3,6 \cdot 247 = 389\,470 \text{ Kč}$$

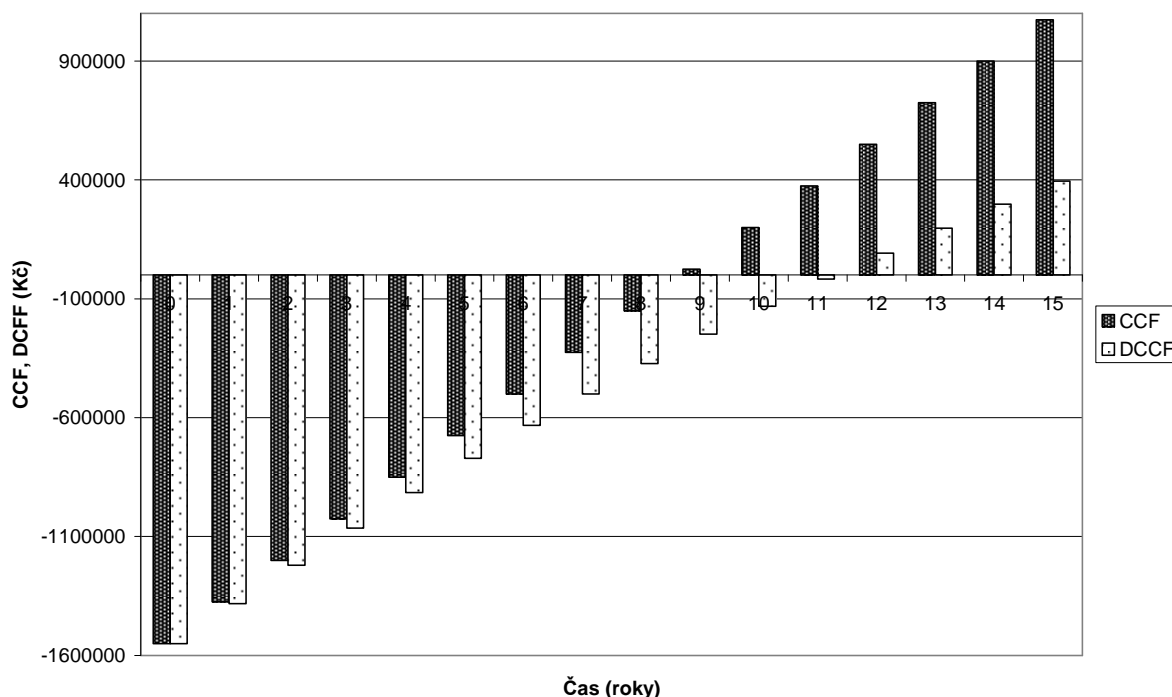
Roční úspory:

$$\Delta N_c = \Delta N_{el}^{VT} + \Delta N_{el}^{NT} + \Delta N_{el}^{sl} + \Delta N_{el}^{KVET} + \Delta N_t - N_p^{pal} - N_p^{údr} \quad (Kč) \quad (39)$$

$$\Delta N_c = 175\,000 \text{ Kč}$$

7.1.4 Hodnocení

Na obr. 14 je grafické znázornění průběhu kumulovaného toku hotovosti v čase (CCF) a kumulovaného diskontovaného toku zohledňujícího změnu hodnoty peněz v čase (diskontní míra 4 % - úročitel 1,04).



Obr. 14 CCF a DCCF – varianta I

Tab. 14 shrnuje ukazatele hodnotící ekonomickou efektivitu investice, jejichž hodnoty byly počítány podle postupů popsanych v kapitole 6. Průběh cash-flow pak je v příloze č.1, shrnutí všech údajů potřebných pro výpočet a všech jeho výsledků v příloze II.

Tab. 14 Ekonomické ukazatele efektivity investice – varianta I

Ukazatel	Hodnota
Doba návratnosti (roky)	8,86
Doba návratnosti s respektováním ceny peněz v budoucnosti (roky)	11,26
Průměrná výnosová míra (%)	11,3
Vnitřní výnosová míra (%)	7,5

7.2 Další varianty

Pro srovnání jsem provedl orientační výpočty pro několik dalších variant z dostupných informací.

- varianta II: příprava TUV pro všechny budovy ubytoven
- varianta III: krytí poloviny tepelné potřeby vytápění a příprava ubytovny II (tři obytné budovy ze šedesátých let)
- varianta IV: krytí celé tepelné potřeby pro budovy ubytovny II

Instalační náklady pro tyto varianty uvažují umístění souboru KJ do vlastní nové budovy, proto ten řákový rozdíl oproti variantě I. Stejně jako u varianty I vycházejí z [41] – kde jsou uvedeny odhady nákladů na stavbu budov, přeložení plynové přípojky do předpokládaného prostoru umístění KJ, náklady na vyvedení elektrického a tepelného výkonu a další položky.

V případě takto velkých instalovaných výkonů se pak k úsporám přidají úspory za snížené rezervované příkony dodávek tepla (rozpočteno do ceny tepla za GJ) - v případě varianty IV se průměrná cena tepla zvýší až na 404 Kč.GJ⁻¹. Stejně tak jednotková cena zemního plynu s větším odběrem bude klesat až k 10,50 Kč.m⁻³. Všechny tyto jednotkové ceny vstupů a výstupů jsou v tab. 15. Varianta IV se 13 KJ je nepravděpodobná, investor by spíše volil méně jednotek vyšších výkonů, čímž by dosáhl snížení investičních nákladů (menší prostorové nároky, menší spotřeba materiálu, zkrácení instalačních prací).

Tab. 15 Investiční náklady a parametry provozu KJ – varianta II, III, IV

Varianta	II	III	IV
Potřebný tepelný příkon (kW _t)	319	360	733
Počet KJ jednotek (1)	6	6	13
Pořizovací náklady (tis. Kč)	7 500	7 500	16 250
Instalace (tis. Kč)	5 000	5 000	12 000
Parametry provozu			
τ_{\max} ve VT (hod)	26 100	26 100	30 450
τ_{\max} ve NT (hod)	19 595	12 277	27 242
Celková doba provozu (hod)	45 695	38 377	57 692

Tab. 16 Ceny vstupů a výstupů KJ – varianta II, III, IV

Položka	Varianta		
	II	III	IV
Cena zemního plynu (Kč.m ⁻³)	11,50	12	10,50
Cena zemního plynu (Kč.MWh ⁻¹)	1 087	1 134	992
Cena údržby (Kč.MWh _e ⁻¹)	27	27	27

pokračování tab. 16

Cena silové elektřiny VT (Kč.MWh ⁻¹)	3 251	3 251	3 251
Cena silové elektřiny NT (Kč.MWh ⁻¹)	1 162	1 162	1 162
Příspěvek ke KVET (Kč.MWh ⁻¹)	1 320	1 320	1 320
Služby spojené s dodávkou elektřiny (Kč.MWh ⁻¹)	992	992	992
Cena tepla (Kč.GJ ⁻¹)	320	320	404

V tab. 17 jsou pak uvedeny hodnoty ukazatelů ekonomické efektivity pro varianty II, III, IV.

Tab. 17 Ekonomické ukazatele efektivity investice – varianty II, III, IV

Ukazatel	Varianta		
	II	III	IV
Doba návratnosti - prostá(roky)	5,35	5,41	6,4
Doba návratnosti - diskontovaná (roky)	6,54	6,62	7,95
Průměrná výnosová míra (%)	18,7	18,5	15,6
Vnitřní výnosová míra (%)	16,9	16,6	13,2

7.3 Vliv změny vstupních parametrů

Vliv změny hlavních vstupních parametrů ukazuje na hodnotách čisté současné hodnoty počítané pro variantu I tab. 18.

Tab. 18 Vliv změny vstupních parametrů na ČSH

Změna (%) /Mění se parametr	Čistá současná hodnota (tis.Kč)				
	Cena ZP	Elektřina	Příspěvek KVET	Cena tepla	Investiční náklady
-5	925	31	345	179	472
0	395	395	395	395	395
5	-134	758	445	610	317

Změna ceny elektřiny uvažuje, že se mění ceny silové elektřiny v obou tarifech a služby spojené s dodávkou do sítě shodně o dané procento a ČSH se vztahuje na diskontované toky peněz.

Z tab. 18 vidíme, že největší vliv na ekonomiku provozu KJ s mikroturbínou má cena zemního plynu (tvoří 99 % provozních nákladů), následuje cena elektřiny, cena tepla, velikost investičních nákladů a nejmenší pak výše příspěvku ke KVET.

Dlouhodobě tedy největším rizikem je růst ceny zemního plynu, zvláště nerostou-li přinejmenším stejně ceny elektřiny a tepla.

7.4 Zhodnocení investice

Varianta použití 1 mikroturbíny Capstone C30 pro ohřev TUV pro administrativní budovy dosahuje doby návratnosti přibližně po 11 letech od uvedení do provozu, což je přijatelný výsledek, na druhou stranu, uvažíme-li poměrně velké časové využití (83 %), není tento výsledek nijak výjimečný. Je to dáno tím, že pro krytí dané potřeby tepla jednotka pracuje s akumulátorovým ohřívákem TUV a doba provozu v nízkém tarifu (ceny elektřiny) se rovná době provozu ve vysokém tarifu, což není příznivé. Tato varianta přináší jen velice malý přínos, je teoreticky přijatelná, ale doporučit ji nelze.

Varianta II, ohřev TUV pro budovy celého areálu ubytoven má výrazně kratší dobu návratnosti (5,35 roku), což je dáno jednak nižší cenou ZP pro výrazně větší odběr, jednak převažující dobou provozu v době VT při srovnatelném časovém využití KJ (87 %) a dále vyšší jednotkovou cenou za dodávky tepla.

Varianta III, krytí poloviny potřeby tepla pro vytápění a přípravu TUV pro budovy ubytoven I, dosahuje srovnatelných výsledků s variantou II při nižším časovém využití (73 %) než u varianty I, také vlivem vyšší ceny za dodávky tepelné energie.

Varianta IV, krytí celé spotřeby tepla budov ubytoven II má už delší dobu návratnosti, ale stále výrazně kratší než u varianty I (6,4 oproti 11 letem). Prodloužení doby návratnosti oproti variantám II a III přes nižší cenu ZP a vyšší cenu tepla je dáno nízkou dobou využití KJ, hlavně díky nepoměru potřeb tepla v/mimo topné období, což způsobuje, že některé jednotky by byly v provozu řádově pouze stovky hodin v roce, což zvyšuje výrazně fixní náklady na výrobu energií. I přesto je to přijatelná varianta.

Je možné říct, že použití mikroturbín v rámci kogenerace v rámci areálu a pro potřeby podniku by bylo oproti dodávkám od externích dodavatelů (teplárna, veřejná elektrická síť) konkurenceschopné, zvláště pak při nasazení většího počtu jednotek pro potřeby obytných budov.

8 Závěr

V první části práce byly shrnuty zásady kombinované výroby elektřiny a tepla, a to jak po stránce legislativního prostředí, tak po stránce dostupných technologií na trhu. Byl popsán způsob výběru technologie včetně použitého paliva, zásady pro dimenzování výkonu a samotný provoz.

V další části zaměřené úžeji na mikroturbíny byla popsána teorie oběhu plynových turbín a její důsledky pro provoz mikroturbín, dále pak v současnosti dostupné modely, jejich vlastnosti, srovnány jejich výhody a nevýhody mezi sebou a částečně i s kogeneračními jednotkami se zážehovým motorem. Detailněji pak byly popsány mikroturbíny Capstone, nejen proto, že je o nich dostupných nejvíce informací, ale i proto, že jedna tato turbína (C30) je pro účely výzkumu k dispozici na katedře tepelné techniky.

V části zaměřené na ekologické hodnocení byly vypočteny přínosy použití KJ s mikroturbínami oproti oddělené výrobě energií, tj. úspory primární energie a úspory CO_2 a NO_x . Dále pak bylo provedeno srovnání emisí mikroturbín Capstone s našimi zákonnými předpisy, které ukázalo, že modely spalující nízkovýhřevné plyny s vysokým obsahem CO_2 (bioplyn, skládkový plyn, kalový plyn) překračují emisní limity dané vyhláškou MŽP, a to výrazně.. Pro jejich použití u nás by tedy bylo nutno předřadit zařízení pro separaci CO_2 z topného plynu. A konečně byly srovnány měrné emise znečišťujících látek mikroturbíny Capstone C30 a zážehových motorů (obecně udávané průměrné měrné emise), prokázalo, se že náhrada zážehových motorů v KJ touto mikroturbínou vede k výraznému snížení emisí NO_x a CO za mírného zvýšení emisí CO_2 , je-li výroba energií zaměřena výhradně na elektřinu a při absolutně stejných emisích CO_2 , je-li požadavek jak na elektřinu tak teplo.

V poslední části byla z dostupných informací provedena zjednodušená finanční analýza týkající se investice do KJ s jednou či více mikroturbínami C30 pro potřeby areálu s mnoha kanceláři a ubytovacího komplexu jednoho podniku. Výpočty byly provedeny pro čtyři varianty, výsledky tří z nich naznačují, že při vhodně dimenzovaném projektu pro potřeby ubytovacích zařízení lze dosáhnout krátké doby návratnosti (5-7 let), naopak pro potřeby ohřevu TUV (minimální potřeba tepla) pro budovy s kanceláři s provozem KJ prakticky nepřetržitě (mimo soboty, neděle a svátky) za současných podmínek není vhodné ani bezpečné (z hlediska návratnosti investice) se do takové investice pouštět – varianta přináší jen velmi malý přínos. Vhodnější jsou obecně varianty s vyšším instalovaným výkonem, vyššími odběry zemního plynu z důvodu poklesu variabilní složky nákladů (ceny ZP) a preferující provoz v době vysokého tarifu silové ceny elektřiny.

SEZNAM LITERATURY

- [1] HEJTMÁNKOVÁ P., DVORSKÝ E.: Kombinovaná výroba energií. BEN, Praha, 2006, 287 s.
- [2] MŽP.: Platná legislativa. [online]. [cit. 2010-2-21]. Dostupné na WWW: <http://www.mzp.cz/_c1256e7000424ac6.nsf/Categories?OpenView&Start=1&Count=30&Expand=14#14/>.
- [3] European Council: Directive of European Parliament and Council 2004/8/EC. Brusel, 2004, 11 s.
- [4] ERÚ: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2009
- [5] CÍLEK V., KAŠÍK M.: Nejistý plamen: průvodce ropným světem. Dokořán, Praha, 2007, 191 s.
- [6] KRBEK J., POLESNÝ V.: Kogenerační jednotky: zřizování a provoz. GAS, Praha, 2007, 206 s.
- [7] KARAFIÁT J.: Sborník technických řešení zdrojů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla. ORTEP, Praha, 2006, 66 s.
- [8] GREBEŇ R.: *Ekonomické a environmentální zhodnocení systému využití důlního degazovaného plynu pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla: bakalářská práce*. Ostrava: VŠB-TUO, HGF, 2009. 32s.
- [9] GIAMPOLO A.: Gas Turbine Handbook : Principles and Practices. The Fairmont Press, Lilburn, 2006, 437 p.
- [10] ENENKL V., HLOUŠEK J., JANOTKOVÁ E.: Termomechanika. 9. vyd. Praha: 1981, SNTL. 290 s.
- [11] MURRAY W.P.: *Microturbine for Micro-cogeneration Application*.: disertační práce. Kingston (Ontario, Canada): Queen's University, 2009. 186 s.
- [12] DELATTIN F., BRAM S., KNOOPS S., DE RUYCK J.: Effects of Steam Injection on Microturbine Efficiency and Performance. In Energy, č. 33, s. 241-247, 2008.
- [13] ŠUROVSKÝ J.: Mikroturbína. 1. vyd. Instalace Praha, Praha, 2003, 228 s.
- [14] CAPSTONE TURBINE Corp.: Capstone Microturbine User's Manual, Chatsworth, 2005, 56 s.
- [15] CAPSTONE TURBINE Corp.: Technical Reference – Capstone Model C30 Performance, Chatsworth, 2005, 14 s.
- [16] CAPSTONE TURBINE Corp.: Technical Reference – Capstone Model C65 Performance, Chatsworth, 2005, 18 s.
- [17] CAPSTONE TURBINE Corp.: Technical Reference – Capstone Model C200 Performance, Chatsworth, 2005, 12 s.
- [18] Calnetix Power Solutions: TA 100 Specification Sheet. 2009
- [19] RWE a.s.: Kvalita plynu. [online]. [cit. 2010-3-21]. Dostupné na WWW: <<http://www.rwe-gasnet.cz/cs/kvalita-plynu/>>.
- [20] Ingersoll Rand Energy Systems: Microturbine MT250 Product Specification, IR Energy Systems, Portsmouth
- [21] Turbec S.p.A.: Brochure: On-site Turbine Power. 2005, 6.s
- [22] PRITCHARD D.: Biomass Combustion Gas Turbine CHP. Talbott's Heating Ltd., 2002, 67 s.
- [23] Talbott's: Technical Specification of BG100. Talbott's Heating Ltd., 2005, 4 s.
- [24] Motorgas.: MAN motory zemní plyn. [online]. [cit. 2010-4-01]. Dostupné na WWW: <<http://www.motorgas.cz/index.php?disp=produkty&lang=0&shw=10011>>.
- [25] Urban Energy.: Micro T30. [online]. [cit. 2010-3-31]. Dostupné na WWW: <http://www.urbanenergy.com.au/Hydronics_Solar_Thermal_Cogeneration_Trigeneration/Cogeneration/MicroCogeneration.htm>.

- [26] ESS Landsberg.: ESS Erdgas BHKW. [online]. [cit. 2010-3-31]. Dostupné na WWW: <http://www.ess-landsberg.de/files/pdf/ESS_Erdgas_BHKW_09-2009.pdf>.
- [27] Ener-G.: Ener G 25Y. [online]. [cit. 2010-3-31]. Dostupné na WWW: <<http://www.energ.co.uk/index895.aspx>>.
- [28] CANOVA A., CHICCO G., GENON G., MANCARELLA P.: Emission characterization and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines. In Energy Conversion and Management, č. 49, s. 2900-2909, Elsevier, 2008
- [29] KYSELA L., TOMČALA J.: Spalovací motory II. 1. vyd. Ostrava: 2004, ES VŠB-TUO. 74 s.
- [30] Integrovaný registr znečišťování.: Oxidy dusíku. [online]. [cit. 2010-4-03]. Dostupné na WWW: <http://www.irz.cz/latky/oxidy_dusiku>.
- [31] Integrovaný registr znečišťování.: Nemethanové těžké organické látky. [online]. [cit. 2010-4-03]. Dostupné na WWW: <http://www.irz.cz/latky/nemethanove_tekave_o>.
- [32] Integrovaný registr znečišťování.: Oxidy síry. [online]. [cit. 2010-4-03]. Dostupné na WWW: <http://www.irz.cz/latky/oxidy_siry>.
- [33] CAPSTONE TURBINE Corp.: Technical Reference – Capstone Microturbine™ Systems Emission. Chatsworth, 2005, 6 s.
- [34] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Liste der förderfähigen Mini-KWK-Anlagen Gültig für Anträge ab Eingangsdatum 01.2.2009
- [35] Greenhouse Gas Technology Center&Environmental Protection Agency: CHP at Commercial Supermarket – Capstone 60 kW Microturbine CHP System. New York: 2003, U.S. Environmental Protection Agency. 82 s.
- [36] ČERNÝ L.: Kombinovaná výroba tepla a elektřiny v legislativě EU a ČR. In 3T, č. 5/2008, příloha, TSČR, 2008.
- [37] Ministerstvo obchodu a průmyslu.: Výpočet úspor emisí oxidu uhličitého. [online]. [cit. 2010-3-31]. Dostupné na WWW: <<http://www.mpo.cz/dokument6794.html>>.
- [38] ŠTASTNÝ L.: *Analýza využití biopaliv v teplárenském průmyslu s možností aplikace ve společnosti Teplo Braňany s.r.o.: diplomová práce.* Ostrava: VŠB-TUO, HGF, 2009. 66s.
- [39] MÁČE M.: Finanční analýza investičních projektů Grada Publishing a.s., Praha, 2006, 77 s. ISBN 80-247-1227-0
- [40] STACHO M.: Čistá současná hodnota. [online]. [cit. 2010-2-21]. Dostupné na WWW: <<http://www.stacho.cz/cista-soucasna-hodnota/>>.
- [41] ENERGETIS s.r.o.: Studie optimalizace návrhu KJ, Šumperk, 2008.
- [42] Sdělení německého distributora mikrotrubín Capstone
- [43] Sdělení provozovatele mikrotrubíny v ČR
- [44] Severomoravská plynárenská .: Ceny zemního plynu pro kategorii Střední odběratel - rok 2009. [online]. [cit. 2010-2-21]. Dostupné na WWW: <<http://www.rwe.cz/cs/ceny-pro-stredni-odberatele-3074/>>.
- [45] Útvar energetiky: Výkazy o spotřebě a platbách za elektřinu a teplo za roky 2008 a 2009

Seznam obrázků

- Obr. 1 Úspory KVET proti ODV
- Obr. 2 Doba využití a doba využití maximálního výkonu
- Obr. 3 Schéma Braytonova oběhu
- Obr. 4 Braytonův oběh v p-v a T-s diagramu
- Obr. 5 Alternativní konfigurace mikroturbínového cyklu
- Obr. 6 Rekuperátor typu Swiss-Roll
- Obr. 7 Řez mikroturbínou Capstone C30
- Obr. 8 Rekuperátor Capstone C30
- Obr. 9 Poměrný elektrický výkon a elektrická účinnost C30 v závislosti na teplotě okolí
- Obr. 10 Elektrický výkon C30 v závislosti na nadmořské výšce
- Obr. 11 Elektrická účinnost C30 v závislosti na zatížení
- Obr. 12 Schéma MT250
- Obr. 13 Schéma T100 PH
- Obr. 14 CCF a DCCF – varianta I

Seznam tabulek

- Tab. 1 Parametry pohonů KJ
- Tab. 2 Vlastnosti mikroturbín Capstone
- Tab. 3 Požadavky mikroturbín Capstone na palivo
- Tab. 4 Současné mikroturbínové KJ
- Tab. 5 Rozměry a hmotnost KJ s mikroturbínou a spalovacím motorem
- Tab. 6 Emisní limity pro dané pohony KJ
- Tab. 7 Garantované emise mikroturbín Capstone
- Tab. 8 Úspory primární energie
- Tab. 9 Měrné emise znečišťujících látek vybraných zařízení
- Tab. 10 Měrné emise KJ s mikroturbínou a zážehovým motorem
- Tab. 11 Odpisové skupiny
- Tab. 12 Investiční náklady a parametry provozu KJ – varianta I
- Tab. 13 Ceny vstupů a výstupů KJ - varianta I
- Tab. 14 Ekonomické ukazatele efektivity investice – varianta I
- Tab. 15 Investiční náklady a parametry provozu KJ – varianty II, III, IV
- Tab. 16 Ceny vstupů a výstupů KJ - varianty II, III, IV
- Tab. 17 Ekonomické ukazatele efektivity investice – varianty II, III, IV
- Tab. 18 Vliv změny vstupních parametrů

Přílohy

Příloha I – Ekonomické hodnocení varianty I – podklady:

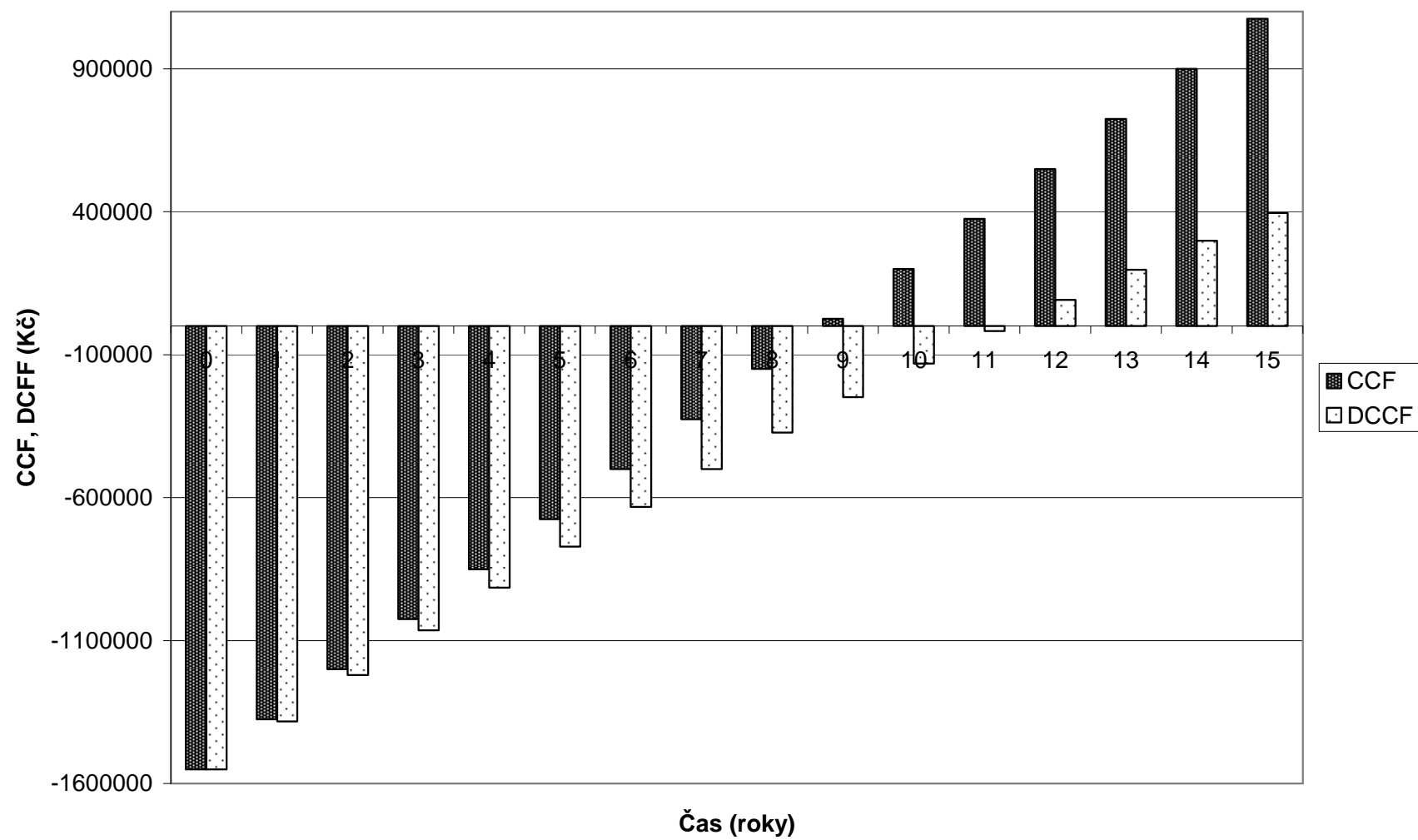
Vstupní údaje	
Průměrná cena ZP (Kč/m ³)	12
Průměrná cena ZP (Kč/MWh)	1 134
Silová elektřina NT (Kč/MWh)	1 161
Silová elektřina VT (Kč/MWh)	3 250
Elektřina - služby (Kč/MWh)	992
Příspěvek ke KVET (Kč/MWh)	1 320
Cena tepla (Kč/GJ)	235
Cena údržby (Kč/MWhe)	27

Parametry provozu	
Instalovaný výkon (kWe; kWt)	28; 60
Doba provozu VT (hod)	3 650
Doba provozu NT (hod)	3 650
Spotřeba ZP (kWh)	839 500
Vyrobená elektřina VT (kWh)	102 200
Vyrobená elektřina NT (kWh)	102 200
Vyrobené teplo (kWh)	438 000
Vyrobené teplo (GJ)	1576,8

Příjmy a výdaje	
Úspora za teplo (Kč)	389 075
Úspora za elektřinu (Kč)	653 757
Příspěvek KVET (Kč)	89 936
Úspora za elektřinu a teplo (Kč)	1 132 768
Náklady na palivo (Kč)	952 291
Náklady na údržbu (Kč)	5519
Provozní náklady celkem (Kč)	957 810
Roční úspora (Kč)	174 959
Diskontní míra (1)	0
Pořizovací náklady (Kč)	1 250 000
Instalační náklady (Kč)	300 000
Investiční náklady celkem (Kč)	1 550 000

Průběh cash-flow v čase																
Rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investiční náklady (tis. Kč)	-1550,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Provozní výdaje (tis. Kč)	0,0	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8	-957,8
Peněžní příjmy (tis. Kč)	0,0	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8	1132,8
Cash-flow (tis. Kč)	-1550,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0
Kumulativní cash-flow (tis. Kč)	-1550,0	-1375,0	-1200,1	-1025,1	-850,2	-675,2	-500,2	-325,3	-150,3	24,6	199,6	374,5	549,5	724,5	899,4	1074,4
Prostá doba návratnosti (roky)	8,86															
Kumulovaný diskontovaný cash-flow (tis. Kč)	-1550,0	-1381,8	-1220,0	-1064,5	-914,9	-771,1	-632,8	-499,9	-372,0	-249,1	-130,9	-17,3	92,0	197,1	298,1	395,3
Diskontovaná doba návratnosti (roky)	11,26															
Průměrná výnosová míra (%)	11,29															
Vnitřní výnosové procento (%)	7,50															

Příloha II – průběh Cash-Flow a diskontovaného Cash-Flow varianty I:



Příloha III – Ekonomické hodnocení varianty II – podklady:

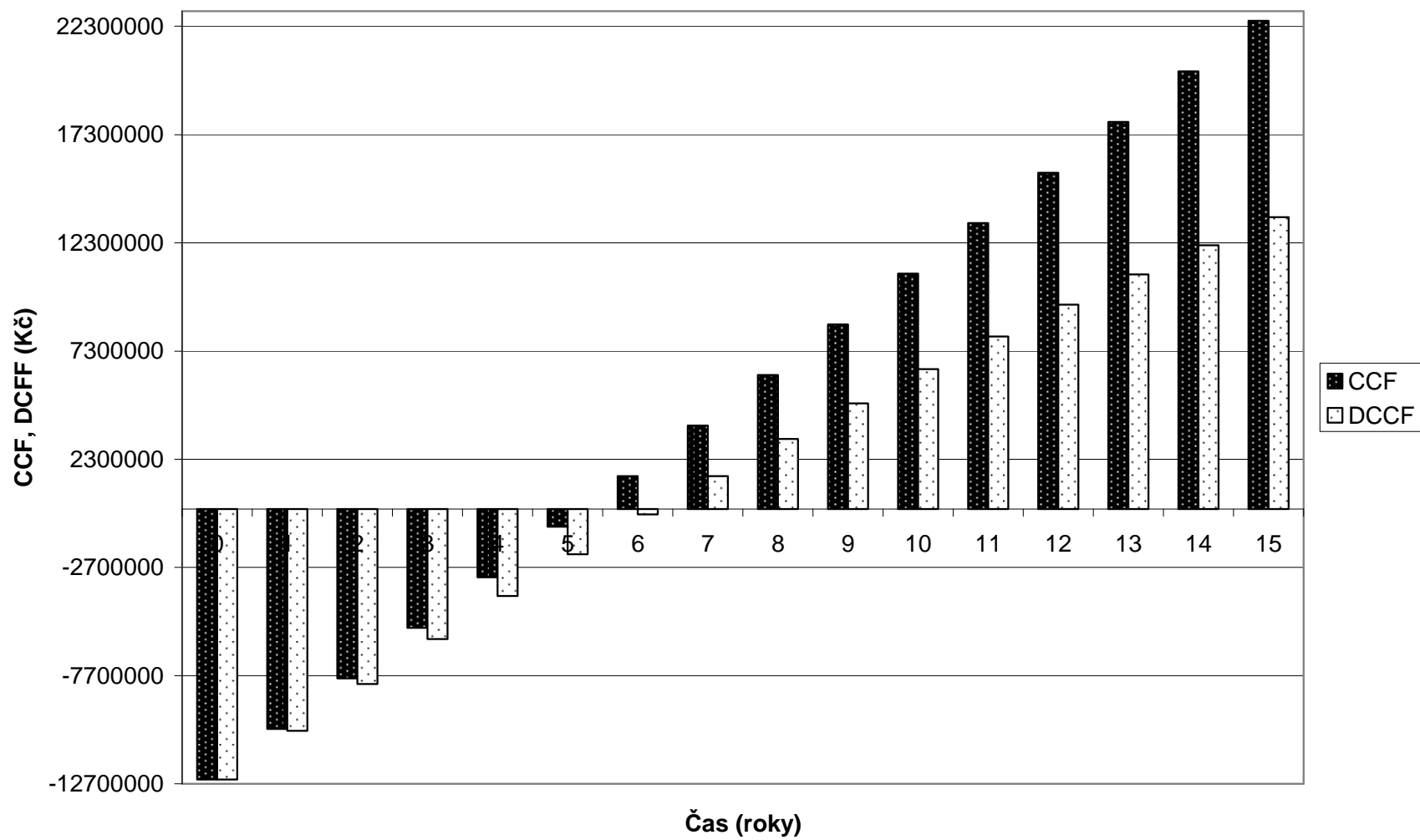
Vstupní údaje	
Průměrná cena ZP (Kč/m ³)	11,5
Průměrná cena ZP (Kč/MWh)	1 087
Silová elektřina NT (Kč/MWh)	1 162
Silová elektřina VT (Kč/MWh)	3 251
Elektřina - služby (Kč/MWh)	992
Příspěvek ke KVET (Kč/MWh)	1 320
Cena tepla (Kč/GJ)	320
Cena údržby (Kč/MWhe)	27

Parametry provozu	
Instalovaný výkon (kWe; kWt)	6x28; 60
Doba provozu VT (hod)	26 100
Doba provozu NT (hod)	12 277
Spotřeba ZP (MWh)	4 413,4
Vyrobená elektřina VT (MWh)	730,8
Vyrobená elektřina NT (MWh)	343,8
Vyrobené teplo (MWh)	2 303
Vyrobené teplo (GJ)	8 289

Příjmy a výdaje	
Úspora za teplo (Kč)	2 435 452
Úspora za elektřinu (Kč)	4 282 518
Příspěvek KVET (Kč)	643 104
Úspora za elektřinu a teplo (Kč)	7 361 074
Náklady na palivo (Kč)	5 712 577
Náklady na údržbu (Kč)	34 545
Provozní náklady celkem (Kč)	5 747 122
Roční úspora (Kč)	1 613 951
Diskontní míra (l)	0,04
Pořizovací náklady (Kč)	7 500 000
Instalační náklady (Kč)	5 000 000
Investiční náklady celkem (Kč)	12 500 000

Průběh cash-flow v čase																
Rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investiční náklady (tis. Kč)	-12500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Provozní výdaje (tis. Kč)	0	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747	-5747
Peněžní příjmy (tis. Kč)	0	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084
Cash-flow (tis. Kč)	-12500	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337	2337
Kumulativní cash-flow (tis. Kč)	-12500	-10163	-7826	-5489	-3152	-815	1522	3859	6196	8532	10869	13206	15543	17880	20217	22554
Prostá doba návratnosti (roky)	5,35															
Kumulovaný diskontovaný cash-flow (tis. Kč)	-12500	-10253	-8092	-6015	-4017	-2096	-249	1526	3234	4876	6455	7973	9432	10836	12185	13483
Diskontovaná doba návratnosti (roky)	6,54															
Průměrná výnosová míra (%)	18,7															
Vnitřní výnosové procento (%)	16,9															

Příloha IV – průběh Cash-Flow a diskontovaného Cash-Flow varianty II:



Příloha V – Ekonomické hodnocení varianty III – podklady:

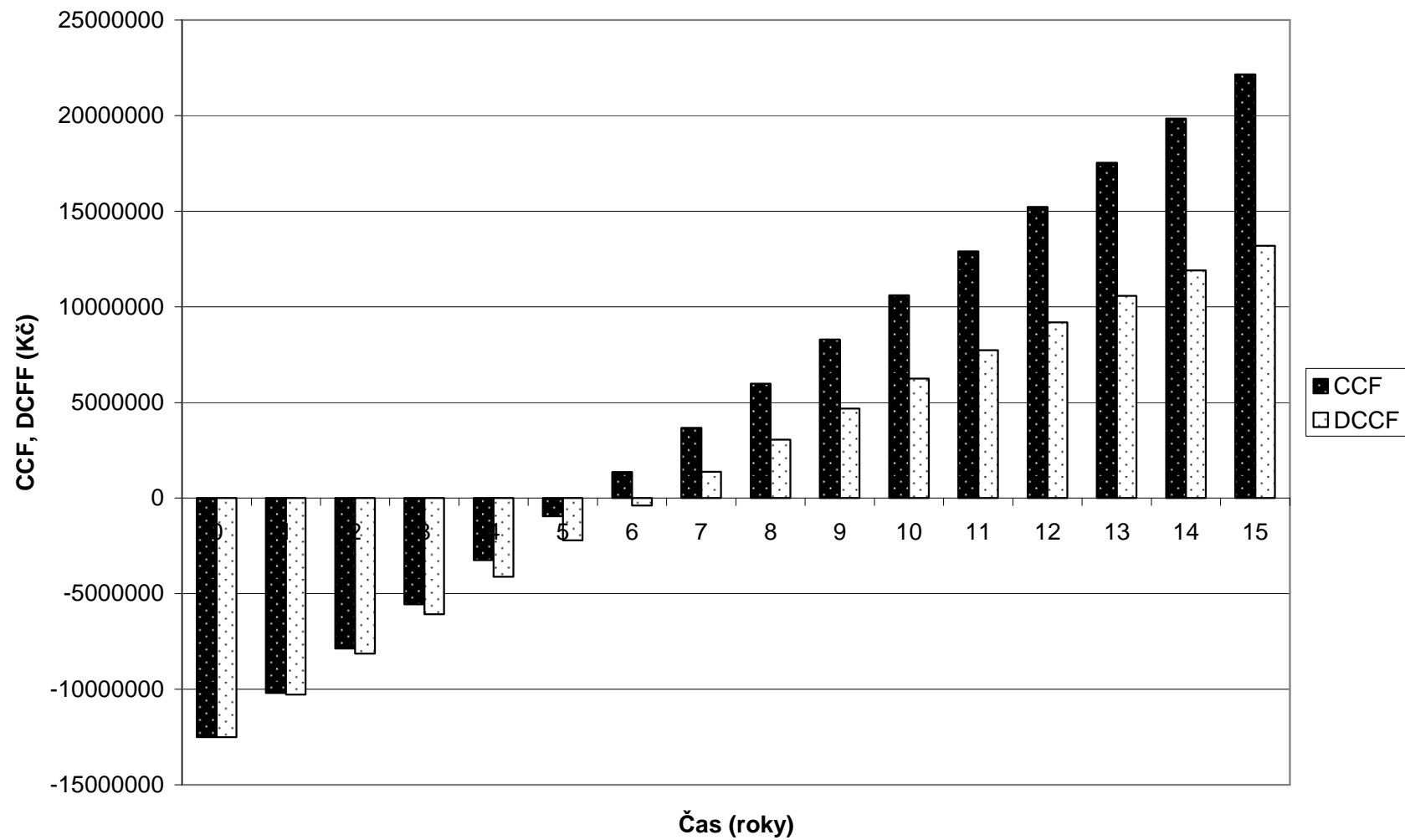
Vstupní údaje	
Průměrná cena ZP (Kč/m ³)	11,50
Průměrná cena ZP (Kč/MWh)	1 087
Silová elektřina NT (Kč/MWh)	1 161
Silová elektřina VT (Kč/MWh)	3 250
Elektřina - služby (Kč/MWh)	992
Příspěvek ke KVET (Kč/MWh)	1 320
Cena tepla (Kč/GJ)	320
Cena údržby (Kč/MWhe)	27

Parametry provozu	
Instalovaný výkon (kWe; kWt)	6x28; 60
Doba provozu VT (hod)	26 100
Doba provozu NT (hod)	12 277
Spotřeba ZP (MWh)	4 413
Vyrobená elektřina VT (MWh)	731
Vyrobená elektřina NT (MWh)	344
Vyrobené teplo (MWh)	2 303
Vyrobené teplo (GJ)	8 289

Příjmy a výdaje	
Úspora za teplo (Kč)	2 652 618
Úspora za elektřinu (Kč)	3 841 195
Příspěvek KVET (Kč)	643 104
Úspora za elektřinu a teplo (Kč)	7 136 918
Náklady na palivo (Kč)	4 797 715
Náklady na údržbu (Kč)	29 013
Provozní náklady celkem (Kč)	4 826 728
Roční úspora (Kč)	2 310 190
Diskontní míra (l)	0,04
Pořizovací náklady (Kč)	7 500 000
Instalační náklady (Kč)	5 000 000
Investiční náklady celkem (Kč)	12 500 000

Průběh cash-flow v čase																
Rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investiční náklady (tis. Kč)	-12500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Provozní výdaje (tis. Kč)	0	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827	-4827
Peněžní příjmy (tis. Kč)	0	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137	7137
Cash-flow (tis. Kč)	-12500	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310
Kumulativní cash-flow (tis. Kč)	-12500	-10190	-7880	-5569	-3259	-949	1361	3671	5982	8292	10602	12912	15222	17532	19843	22153
Prostá doba návratnosti (roky)	5,41															
Kumulovaný diskontovaný cash-flow (tis. Kč)	-12500	-10253	-8092	-6015	-4017	-2096	-249	1526	3234	4876	6455	7973	9432	10836	12185	13483
Diskontovaná doba návratnosti (roky)	6,62															
Průměrná výnosová míra (%)	18,5															
Vnitřní výnosové procento (%)	16,6															

Příloha VI – průběh Cash-Flow a diskontovaného Cash-Flow varianty III:



Příloha VII – Ekonomické hodnocení varianty IV – podklady:

Vstupní údaje	
Průměrná cena ZP (Kč/m ³)	10,50
Průměrná cena ZP (Kč/MWh)	993
Silová elektřina NT (Kč/MWh)	1 161
Silová elektřina VT (Kč/MWh)	3 250
Elektřina - služby (Kč/MWh)	992
Příspěvek ke KVET (Kč/MWh)	1 320
Cena tepla (Kč/GJ)	404
Cena údržby (Kč/MWhe)	27

Parametry provozu	
Instalovaný výkon (kWe; kWt)	13x28, 60
Doba provozu VT (hod)	30 450
Doba provozu NT (hod)	27 242
Spotřeba ZP (MWh)	6635
Vyrobená elektřina VT (MWh)	852,6
Vyrobená elektřina NT (MWh)	762,8
Vyrobené teplo (MWh)	3462
Vyrobené teplo (GJ)	12 461

Příjmy a výdaje	
Úspora za teplo (Kč)	5 034 435
Úspora za elektřinu (Kč)	5 260 483
Příspěvek KVET (Kč)	750 288
Úspora za elektřinu a teplo (Kč)	11 045 206
Náklady na palivo (Kč)	6 585 222
Náklady na údržbu (Kč)	43 615
Provozní náklady celkem (Kč)	6 628 837
Roční úspora (Kč)	4 416 368
Diskontní míra (I)	0,04
Pořizovací náklady (Kč)	16 250 000
Instalační náklady (Kč)	12 000 000
Investiční náklady celkem (Kč)	28 250 000

Průběh cash-flow v čase																
Rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Investiční náklady (tis. Kč)	-28250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Provozní výdaje (tis. Kč)	0	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629	-6629
Peněžní příjmy (tis. Kč)	0	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045	11045
Cash-flow (tis. Kč)	-28250	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416	4416
Kumulativní cash-flow (tis. Kč)	-28250	-23834	-19417	-15001	-10585	-6168	-1752	2665	7081	11497	15914	20330	24746	29163	33579	37996
Prostá doba návratnosti (roky)	6,4															
Kumulovaný diskontovaný cash-flow (tis. Kč)	-28250	-24003	-19920	-15994	-12219	-8589	-5099	-1743	1484	4587	7571	10439	13198	15850	18401	20853
Diskontovaná doba návratnosti (roky)	7,95															
Průměrná výnosová míra (%)	15,6															
Vnitřní výnosové procento (%)	13,2															

Příloha VIII – průběh Cash-Flow a diskontovaného Cash-Flow varianty IV:

